



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 20]
No. 20]

नई दिल्ली, मंगलवार, फरवरी 7, 2012/माघ 18, 1933
NEW DELHI, TUESDAY, FEBRUARY 7, 2012/MAGHA 18, 1933

केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 6 फरवरी, 2012

फा. सं. एल.-1/94/केविआ/2011.—केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 (2) (ट) के साथ पठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :—

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ

- (1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरण ऊर्जा स्रोत से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012 है।
- (2) ये विनियम 1.4.2012 से प्रवृत्त होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनका पहले पुनर्विलोकन या विस्तारित न किए जाएं, प्रारंभ होने की तारीख से 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएं तथा निर्वाचन

- (1) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से, अन्यथा अपेक्षित न हो, —

- (क) "अधिनियम" से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है;
- (ख) उत्पादन केंद्र के संबंध में, "सहायक ऊर्जा उपभोग" या "एयूएक्स" से उत्पादन केंद्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मानकीय

मात्रा, जिसमें उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानिया भी सम्मिलित है, अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

- (ग) "बायोमास" से कृषि तथा वन संबंधी क्रियाओं के दौरान उत्पादित अपशिष्ट (उदाहरणार्थ स्ट्रॉ तथा डंडल) या कृषि उत्पादों (इस्क, कोशिका, गैर तैलीय केक; आदि) की प्रसंस्करण क्रियाओं के उपोत्पाद के रूप में उत्पाद, समर्पित ऊर्जा बागान में उत्पादित काष्ठ या वन्य बुसेम/बीड से प्राप्त उत्पादन; और कुछ औद्योगिक प्रचालनों में उत्पादित काष्ठ अपशिष्ट अभिप्रेत है;
- (घ) "बायोमास गैसीफिकेशन" से कार्बन मोनोक्साइड (सीओ), हाइड्रोजन (एच₂) तथा मीथेन के तत्वों (सीएच₄) जिसे गैस उत्पादक भी कहा जाता है के मिश्रण से बने दहनशील गैसों के उत्पादन के परिणामस्वरूप बायोमास की अधूरी दहन प्रक्रिया अभिप्रेत है;
- (ङ) "बायोगैस" से उस समय उत्पादित गैस अभिप्रेत है जब आक्सीजन वाले परिसर में (फर्मिन्टस) में फसल अवशिष्ट मल जल तथा खाद आर्गेनिक तरीके से मिलाया जाता है।
- (च) "पूजी लागत" से विनियम 12,24,28,34,47,57 61,66 तथा 76 में यथा परिभाषित पूजी लागत अभिप्रेत है;
- (छ) "आयोग" से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;
- (ज) "कारबार संचालन विनियम" से समय-समय पर, यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार संचालन) विनियम, 1999 अभिप्रेत है;
- (झ) "नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि" से वह अवधि अभिप्रेत है जिसमें इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने वाले सनियम पुनः वैध रहेंगे;
- (ञ) थर्मल उत्पादन केन्द्र के सबध में, "सकल उत्प्रेष्यमान" या "जीवीसी" से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी (kcal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है,
- (ट) "कुल केन्द्र ताप दर" या "जीएचआर" से थर्मल उत्पादन केन्द्र के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल. में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है;

- (ठ) "हाइड्रिड सौर थर्मल ऊर्जा सयंत्र" से ऐसा सौर थर्मल ऊर्जा सयंत्र अभिप्रेत है जो विद्युत उत्पादन के लिए सौर थर्मल ऊर्जा के साथ-साथ ऊर्जा इंपुट स्रोतों के अन्य रूपों का उपयोग करता है और जिसमें सौर ऊर्जा संघटक से 75% से अन्यून विद्युत उत्पादिता होती है;
- (ड) "सम्स्थापित क्षमता" या "आईसी" से उत्पादन केंद्र में सभी यूनिटों की दर्ज क्षमता या समय-समय पर, आयोग द्वारा यथा अनुमोदित उत्पादन केंद्र (जनरेटर टर्मिनलों पर माने जाने वाले) की क्षमता का सकलन अभिप्रेत है;
- (इ) "अंतर संयोजन बिंदु" से, यथास्थिति, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के साथ नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन प्रसुविधा के इंटरफेस बिंदु अभिप्रेत है;

I. पवन ऊर्जा परियोजनाओं तथा सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में, अंतर-संयोजन बिंदु पूलिंग सब-स्टेशन के एचवी साइड पर बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगी;

II. लघु हाइड्रो ऊर्जा, बायोमास ऊर्जा और ऊष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, अंतर-संयोजन बिंदु जनरेटर ट्रांसफार्मर के एचवी साइड के बाहरी फीडर पर लाइन इंसोलेटर होगा,

- (ण) एम.एन.आर.डी "से भारत सरकार का नया तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय अभिप्रेत है;
- (त) "गैर-फर्म ऊर्जा" से नवीकरणीय स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा, घंटे-वार ऐसा परिवर्तन अभिप्रेत है जो भूकंप, बादल, पवन आदि जैसे प्राकृतिक घटनाओं पर निर्भर हैं जिनका ठीक से अनुमान नहीं लगाया जा सकता है;
- (थ) "गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन" से वह प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें बायोमास का उपयोग करके क्रमिक रीति में एक से अधिक ऊर्जा रूपों को (जैसे, स्टीम तथा विद्युत) उत्पादित करता है भले ही परियोजना सह-उत्पादित परियोजना होने के लिए अर्हित हो यदि यह विनियम 4 के खंड (घ) में यथा विनिर्दिष्ट पात्रता भानदंड को पूरा करती हो;

- (द) "प्रचालन तथा रखरखाव खर्च" या "ओएंडएम खर्च" से परियोजना या उसके भाग के प्रचालन तथा रखरखाव पर उपगत व्यय अभिप्रेत है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, फालतू पुर्जे, उपभोज्य वस्तुएं, बीमा तथा अन्य खर्च सम्मिलित हैं;
- (ध) "परियोजना" से, यथास्थिति, उत्पादन केंद्र या निष्क्रमण, अंतर-संयोजन बिंदु तक प्रणाली अभिप्रेत है तथा लघु हाइड्रो उत्पादन केंद्रों की दशा में, जिसमें उत्पादन प्रसुविधा के सभी संघटक जैसे ऊर्जा उत्पादन के लिए यथानुपातिक डाम, इंटेक, जल कंडेक्टर प्रणाली, ऊर्जा उत्पादन केंद्र तथा स्कीम की उत्पादन यूनिटें सम्मिलित हैं;
- (न) "नवीकरणीय ऊर्जा" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ग्रिड क्वालिटी विद्युत अभिप्रेत है;
- (प) "नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्र" से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ग्रिड क्वालिटी विद्युत का उत्पादन करने वाले पारंपरिक ऊर्जा संयंत्रों से भिन्न पावर संयंत्र अभिप्रेत हैं;
- (फ) "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" से छोटे हाइड्रो, पवन, सौर जैसे नवीकरणीय स्रोत अभिप्रेत हैं इसमें संयुक्त साइकल, जैव ईंधन सह-उत्पादन, ग्रामीण या नगरपालिका अवशिष्ट तथा ऐसे अन्य स्रोत, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों, के साथ इसका एकीकरण सम्मिलित है;
- (ब) "लघु हाइड्रो" से 25 मेगावाट वाले स्टेशन क्षमता के साथ हाइड्रो ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं;
- (भ) "सौर पीवी ऊर्जा" से ऐसे सौर फोटो वोल्टिक ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो फोटोवोल्टिक तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;
- (म) "सौर थर्मल ऊर्जा" से ऐसे सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं अभिप्रेत हैं जो लाइन फोकस या बिंदु फोकस सिद्धांत के आधार पर सांद्रित सौर ऊर्जा तकनीकी के माध्यम से विद्युत में सीधे संपरिवर्तन करने के लिए सूर्य की रोशनी का उपयोग करते हैं;

(य) "टैरिफ अवधि" से वह अवधि है जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर टैरिफ अवधारित किया जाना है ;

(कक) उत्पादन केंद्र जिसमें निष्क्रमण प्रणाली भी है, के यूनिट के संबंध में, "उपयोगी जीवन काल" से ऐसी उत्पादन प्रसुविधा की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से निम्नलिखित अवधि अभिप्रेत है; अर्थात् :-

(क) पवन ऊर्जा पावर परियोजनाएं	25 वर्ष
(ख) रंकिन साइकल तकनीकी के साथ बायोमास ऊर्जा पावर परियोजनाएं,	20 वर्ष
(ग) गैर-ऊष्मीय ईंधन सह-उत्पादन परियोजना	20 वर्ष
(घ) लघु हाइड्रो संयंत्र	35 वर्ष
(ङ) सौर पीवी/सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना	25 वर्ष
(च) बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना	20 वर्ष
(छ) बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना	20 वर्ष

(कख) "वर्ष" से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(2) जैसा ऊपर कहा गया है तथा जब तक कि संदर्भ या विषय वस्तु से अन्यथा अपेक्षित या अपवर्जित न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा पदों का, जो परिभाषित नहीं हैं किंतु अधिनियम या भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2009 में परिभाषित हैं, का वहीं अर्थ होगा जो क्रमशः अधिनियम, भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता या केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों) विनियम, 2009 में है।

3. परिधि तथा विस्तार

ये विनियम, उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित उत्पादन केंद्र या उसके यूनिट के लिए टैरिफ का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन किया जाना है :

परन्तु यह कि पवन, लघु हाइड्रो परियोजनाओं, बायोमास रंकिन साइकल आधारित ऊर्जा सह-उत्पादन परियोजनाओं पर आधारित गैर-ऊष्मीय ईंधन, सौर पीवी, थर्मल ऊर्जा परियोजना बायोमास गैसीफायर तथा जो बायोगैस ऊर्जा परियोजना की दशा में, ये विनियम, इन विनियमों के विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड को पूरा करने के अधीन रहते लागू होंगे।

4. पात्रता मानदंड

- (क) पवन ऊर्जा परियोजना - जो नए पवन टर्बाइन जनरेटरो का उपयोग करते हैं।
- (ख) लघु हाइड्रो परियोजना - जो नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाले राज्य नोडल अभिकरण/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थल पर अवस्थित हों, तथा एकल अवस्थान पर 25 मेगावाट से निम्न या उसके बराबर क्षमता वाले ऊर्जा संयंत्र संस्थापित करते हैं।
- (ग) बायोमास ऊर्जा परियोजना रंकिन साइकल तकनीकी आधारित - रंकिन साइकल तकनीक पर आधारित नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करने वाले तथा बायोमास ईंधन स्रोत का उपयोग करने वाले बायोमास ऊर्जा परियोजनाएं, जो ऊष्मीय ईंधन के उपयोग को वार्षिक आधार पर कुल ईंधन खपत के 15% तक ही निर्बंधित करते हैं।
- (घ) गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना - गैर-ऊष्मीय ईंधन आधारित परियोजना को सह-उत्पादन परियोजना के अनुसार अर्हित किया जाना होगा यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करते हैं तथा परिभाषा के अनुसार हैं तथा नीचे उद्धृत अर्हित अपेक्षा को भी पूरा करते हों -

सह-उत्पादन की बेहतर साइकल पद्धति - कोई प्रसुविधा, जो ऊर्जा उत्पादन के लिए गैर-ऊष्मीय ईंधन इपुट का उपयोग करती हो तथा साथ ही साथ अन्य औद्योगिक गतिविधियों में उपयोगी हीट उपयोजनों के लिए उत्पादित थर्मल ऊर्जा का भी उपयोग करते हों ;

परन्तु यह कि बेहतर साइकल पद्धति के अधीन अर्हित करने के लिए सह-उत्पादन प्रसुविधा, कुल उपयोगी ऊर्जा आउटपुट तथा उपयोगी थर्मल आउटपुट का आधा, सत्र के दौरान प्रसुविधा के ऊर्जा खपत का 45% से अधिक होगा।

स्पष्टीकरण- इस खंड के प्रयोजनों के लिए,-

- (क) **"उपयोगी ऊर्जा आउटपुट"** उत्पादक से कुल विद्युत आउटपुट है। इसमें स्वयं सह-उत्पादन संयंत्र में सहायक खपत होगी (अर्थात् बायलर कोड पम्प तथा एफडी/आइडी फव्हे)। ऊर्जा आउटपुट की गणना करने के लिए कुल आउटपुट से सहायक खपत को कम करने की आवश्यकता होगी। संगणना के सरलीकरण के लिए, उपयोगी ऊर्जा आउटपुट को उत्पादक से कुल विद्युत (केडब्ल्यूएच) आउटपुट के रूप में परिभाषित किया जाएगा।
- (ख) **"उपयोगी थर्मल आउटपुट"** एक उपयोगी हीट (स्टीम) है जो सह-उत्पादन प्रसुविधा की प्रक्रिया से प्रदान की जाती है।
- (ग) प्रसुविधा की **"ऊर्जा खपत"** एक उपयोगी ऊर्जा इनपुट है जो ईंधन (सामान्यतः बगास या अन्य बायोमास ईंधन) द्वारा प्रदाय किया जाता है।
- (घ) **"टोपिंग साइकल"** में वह सह उत्पादन प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें थर्मल ऊर्जा औद्योगिक गतिविधियों में लागू उपयोग हीट का अनुसरण करते हुए विद्युत का उत्पादन करती है।
- (ङ) **सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं** - एमएनआरई द्वारा अनुमोदित प्रौद्योगिकियों पर आधारित।

(च) **बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना:-** परियोजना बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में कहे जाने के लिए अर्हित होगी, यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती है और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100% गैस उत्पादक इंजन का उपयोग करते हैं तथा एमएनआरई द्वारा अनुमोदित गैसीफायर तकनीकी के साथ युग्मित हो।

(छ) **बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना-** परियोजना बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजना के रूप में कहे जाने के लिए अर्हित है यदि यह नए संयंत्र तथा मशीनरी का उपयोग करती है और ऐसी ग्रिड संयोजित प्रणाली हो जो 100% बायोगैस जनित्र इंजन का उपयोग करते हैं, सह-पाचक कृषि अवशिष्ट, खाद तथा अन्य बायो अपशिष्ट, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हो, के लिए बायोगैस तकनीकी के साथ युग्मित हो।

अध्याय 1 – साधारण सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि

इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि या पुनर्विलोकन अवधि पांच वर्ष की होगी जिसका पहला वित्तीय वर्ष 2012-13 होगा:

परंतु यह कि सौर पीवी तथा सौर थर्मल परियोजनाओं के लिए बेंचमार्क पूंजी लागत का पुनर्विलोकन आयोग द्वारा वार्षिक रूप से किया जाएगा:

परंतु यह और कि बायोगैस कीमत का पुनर्विलोकन नियंत्रण अवधि की तीसरे वर्ष की समाप्ति पर किया जाएगा:

परंतु यह भी कि नियंत्रण अवधि के दौरान स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, इन विनियमों के अनुसार, अवधारित टैरिफ नीचे विनियम 6 में यथा विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधि की संपूर्ण अवधि के लिए निरंतर लागू होता रहेगा:

परंतु यह भी कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों का पुनरीक्षण पहली नियंत्रण अवधि की समाप्ति के कम से कम छह मास पूर्व आरंभ किया जाएगा तथा यदि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों को अगली नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने तक अधिसूचित नहीं किया जाता है तो इन विनियमों के अनुसार टैरिफ संनियम पुनरीक्षित विनियमों की अधिसूचना तक पुनरीक्षित विनियमों के अनुसार समायोजन के अधीन रहते हुए, पुनः लागू होते रहेंगे।

6. टैरिफ अवधि

- (क) नवीकरणीय ऊर्जा पावर परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधि, 5 मेगावाट से निम्न लघु हाइड्रो परियोजनाओं; सौर पीवी तथा सौर थर्मल बायोमास गैसीफायर तथा बायोगैस आधारित पावर परियोजनाओं के सिवाय (13) वर्ष की होगी।
- (ख) 5 मेगावाट से निम्न लघु हाइड्रो परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ अवधि (35) वर्ष होगी।
- (ग) सोलर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ अवधि (25) वर्ष की होगी।

- (घ) बायोमास-जैसीफायर तथा बायोगैस आधारित परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ अवधि (20) वर्ष की होगी।
- (ङ) इन विनियमों के अधीन टैरिफ अवधि पर नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन केंद्रों के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से विचार किया जाएगा।
- (च) इन विनियमों के अनुसार, अवधारित टैरिफ विनियम 6 (क), (ख), (ग) तथा (ङ) के अधीन यथा अनुबद्ध टैरिफ अवधि के दौरान ही नवीकरणीय ऊर्जा पावर परियोजनाओं के लिए लागू होगा।

7. परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ

- (क) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ, मामले से मामले आधार पर, परियोजनाओं के निम्नलिखित प्रकारों के लिए आयोग द्वारा अवधारित किया जाएगा:

- i. नगरपालिका ठोस अपशिष्ट परियोजनाएं ;
- ii. सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाएं यदि परियोजना विकासकर्ता परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का विकल्प अपनाता है:

परंतु यह कि सौर पीवी तथा सौर थर्मल के लिए परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय, आयोग इन विनियमों के अध्याय 7 तथा 8 के उपबंधों द्वारा मार्गदर्शित होगा ;

- iii. संकर (हाइब्रिड) सौर थर्मल ऊर्जा संयंत्र;
- iv. अन्य संकर परियोजनाएं, जिसमें नवीकरणीय-नवीकरणीय या नवीकरणीय-पारस्परिक स्रोत सम्मिलित है जिसके लिए एमएनआरई द्वारा नवीकरणीय तकनीकी का अनुमोदन किया गया है ;
- v. जल कूलित कंडेंसर के साथ रैंकिन साइकल तकनीकी उपयोजन पर आधारित से भिन्न बायोमास परियोजना ;
- vi. नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नई नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियां ;

- (ख) ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत के उत्पादन के लिए परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण ऐसे निबंधनों तथा शर्तों के अनुसार किया जाएगा जैसा आयोग के सुसंगत आदेशों के अधीन अनुबद्ध किया जाए :

परंतु यह कि इन विनियमों के अध्याय-2 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय संनियम, पूंजी लागत के सिवाय, परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करते समय, संनियम होंगे।

8. टैरिफ का अवधारण करने के लिए याचिका तथा कार्यवाही

(1) आयोग ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों, जिनके लिए विनियमों के अधीन संनियम विनिर्दिष्ट किए गए हैं, के लिए नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ पर कम से कम छः मास अग्रिम में स्वप्रेरणा याचिका के आधार पर जैनरिक टैरिफ का अवधारण करेगा।

(2) इन विनियमों में अंतर्विष्ट किसी बात के होते हुए भी,

(क) पूंजी लागत तथा नियंत्रण अवधि के किमी वर्ष के लिए लागू अन्य संनियमों पर आधारित सौर पीवी परियोजनाओं के लिए अवधारित जैनरिक टैरिफ आगामी वर्ष के दौरान ऐसी परियोजनाओं के लिए भी लागू होगा, तथा

(ख) पूंजी लागत तथा नियंत्रण अवधि के किमी वर्ष के लिए अन्य संनियमों पर आधारित सौर थर्मल परियोजनाओं के लिए अवधारित जैनरिक टैरिफ अगले दो वर्षों के दौरान ऐसी परियोजनाओं के लिए भी लागू होगा;

परंतु यह कि (i) इस खंड में यथा उल्लिखित सौर पीवी परियोजनाओं तथा सौर थर्मल परियोजनाओं की दशा में, ऊर्जा क्रय करार पर उम्र वर्ष के अंतिम दिन को या उससे पूर्व हस्ताक्षर किए गए हों जिनके लिए जैनरिक टैरिफ का अवधारण किया गया है तथा (ii) सौर पीवी परियोजनाओं की बावत, ऊर्जा क्रय करार में सम्मिलित संपूर्ण क्षमता आगामी वर्ष के 31वें मार्च को या उससे पूर्व और सौर थर्मल परियोजनाओं की पश्चातवर्ती दो वर्षों के 31वें मार्च को या उससे पूर्व कमीशन की गई हो।

(3) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका के साथ ऐसी फीस संलग्न की जाएगी जो विनियमों द्वारा अवधारित की जाए तथा उसमें निम्नलिखित भी संलग्न किया जाएगा:

(क) इन विनियमों में संलग्न, यथास्थिति, प्ररूप 1.1, 1.2, 2.1 तथा 2.2 में जानकारी;

(ख) विस्तृत परियोजना व्यौरे जिसमें तकनीकी तथा प्रचालनात्मक व्यौरे, स्थल विनिर्दिष्ट पटलू, पूंजी लागत तथा वित्तीय योजना आदि के लिए भूमिका;

- (ग) सभी लागू निबंधनों तथा शर्तों का विवरण तथा वह अवधि, जिसके लिए टैरिफ का अवधारण किया जाना है, के लिए प्रत्याशित व्यय ;
- (घ) एक ऐसा विवरण, जिसमें केंद्रीय सरकार और/या राज्य सरकार से शोध या कल्पित प्राप्त कोई सहायिकी तथा प्रोत्साहन के पूर्ण व्यौरे अंतर्विष्ट हों । इस विवरण में सहायिकी तथा प्रोत्साहन पर विचार किए बिना संगणित प्रस्तावित टैरिफ भी सम्मिलित होगा ;
- (ङ.) कोई अन्य जानकारी, जो आयोग याचिकाकर्ता से प्रस्तुत करने की अपेक्षा करे ।

(4) टैरिफ के अवधारण के लिए की जाने वाली कार्यवाहियां कारबार संचालन विनियमों के अनुसार होंगी ।

9. टैरिफ संरचना

(1) नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए टैरिफ एकल भाग टैरिफ होगा जिसमें निम्नलिखित नियत लागत संघटक सम्मिलित होंगे:

- (क) रिटर्न ऑन ईक्विटी;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज ;
- (ग) अवक्षयण ;
- (घ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज ;
- (ख) प्रचालन तथा रखरखाव खर्च :

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के लिए जिनके पास बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं तथा गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन जैसे ईंधन लागत संघटक हैं, दो संघटकों के साथ सकल भाग टैरिफ, नियत लागत संघटक तथा ईंधन लागत संघटक का अवधारण किया जाएगा ।

10. टैरिफ डिजाइन

(1) जैनरिक टैरिफ का अवधारण टैरिफ अवधि के लिए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसे नवीकरणीय प्रौद्योगिकियों के लिए, जिनके पास दो संघटकों के साथ एकल भाग टैरिफ है, टैरिफ का अवधारण नियत लागत संघटक के लिए परियोजना के प्रारंभ होने के वर्ष पर विचार करते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा जब कि ईंधन लागत संघटक को प्रचालन आधार के वर्ष पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

- (2) स्तरीकृत टैरिफ संगणना के प्रयोजन के लिए, पूंजी की पञ्च- कर भारित औसत लागत के बराबर डिस्काउंट कारक पर विचार किया जाएगा।
 - (3) स्तरीकरण नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के "उपयोगी जीवन काल" के लिए किया जाएगा जबकि टैरिफ को "टैरिफ अवधि" के समकक्ष अवधि के लिए विनिर्दिष्ट किया जाएगा।
11. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित ऊर्जा के लिए प्रेषण सिद्धांत

- (1) 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर की संस्थापित क्षमता वाले बायोमास ऊर्जा संयंत्रों के सिवाय सभी नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों, तथा गैर-उष्मीय ईंधन आधारित सह-उत्पादन संयंत्रों को "अवश्य चलने वाले" ऊर्जा संयंत्र के रूप में माना जाएगा तथा वे "गुणावगुण आर्डर प्रेषण" सिद्धांतों के अधीन नहीं होंगे।
- (2) 10 मेगावाट या उससे ऊपर की संस्थापित क्षमता के साथ बायोमास ऊर्जा उत्पादन केन्द्र तथा गैर-उष्मीय आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आईईजीसी) तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अननुसूचित विनियम तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009, जिसमें उसके संशोधन भी सम्मिलित हैं, के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता के अधीन रहते हुए होंगे।
- (3) ऐसे ऊर्जा उत्पादन संयंत्र, जहां पारेषण या वितरण प्रणाली के संयोजन स्थान पर संयोजित ऐसी संयंत्रों की कुल उत्पादन क्षमता 10 मेगावाट है तथा संयोजन स्थान 33 केवी तथा उससे ऊपर के हैं, समय-समय पर यथासंशोधित भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता, 2010 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के अधीन रहते हुए होंगे।
- (4) 5 मेगावाट तथा उससे ऊपर की क्षमता वाले तथा 33 केवी स्तर तथा उससे ऊपर के संयोजन स्थान पर संयोजित सौर उत्पादन संयंत्र। समय-समय पर यथासंशोधित भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता 2010 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के अधीन रहते हुए होंगे।

अध्याय - 2 वित्तीय सिद्धांत

12. पूंजी लागत

पश्चात्तवर्ती तकनीकी विनिर्दिष्ट अध्याय में यथा विनिर्दिष्ट पूंजी लागत के लिए संनियमों में सभी पूंजी कार्य भी सम्मिलित होंगे जिसमें संयंत्र तथा मशीनरी, सिविल कार्य, संनिर्माण तथा कमीशनिंग, वित्त तथा संनिर्माण के दौरान ब्याज तथा अंतर-संयोजन स्थल तक निष्क्रमण अवसंरचना शामिल है:

परंतु यह कि परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए, उत्पादन कंपनी विनियम 8 के अधीन विनिर्दिष्ट रीति में इस याचिका के साथ पूंजी लागत मदों का ब्यौरा प्रस्तुत करेगी।

13. ऋण-ईक्विटी अनुपात

- (1) स्वप्रेरणा याचिका पर आधारित अवधारित किए जाने वाले जैनरिक टैरिफ का ऋण इक्विटी अनुपात 70:30 होगा।
- (1) परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ के लिए, निम्नलिखित उपबंध होंगे, अर्थात्:-
यदि वास्तविक रूप से नियोजित ईक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है तो 30% की ईक्विटी को मानकीय ऋण समझा जाएगा:

परंतु जहां वास्तविक रूप से नियोजित ईक्विटी पूंजी लागत के 30% से कम है तो टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक ईक्विटी पर विचार किया जाएगा:

परन्तु यह और कि विदेशी मुद्रा में निवेशित ईक्विटी को प्रत्येक विनिवेश की तारीख को भारतीय रूपए में माना जाएगा।

14. ऋण तथा वित्त प्रभार

(1) ऋण अवधि:

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए 12 वर्ष की ऋण की अवधि पर विचार किया जाएगा।

(2) ब्याज दर

- (क) विनियम 13 में उपदर्शित रीति से तय ऋण को ऋण पर ब्याज के लिए संगणना हेतु मानकीय ऋण के रूप पर विचार किया जाएगा। प्रत्येक वर्ष की पहली अप्रैल को वकाया मानकीय ऋण को कुल मानकीय ऋण से पूर्व वर्ष के 31वें मार्च तक संचयी प्रतिसंदाय की कटौती करके निकाला जाएगा।
- (ख) टैरिफ की संगणना करने के प्रयोजन के लिए, मानकीय ब्याज दर पर पहले पूर्व वर्ष के दौरान अभिभावी भारतीय स्टेट बैंक की औसत दीर्घ-कालिक प्राइम उधार दर (एलटीपीएलआर) प्लस 300 बेसिस बिंदु के रूप में विचार किया जाएगा।
- (ग) उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त निलम्बनाधीन अवधि में किसी बात के होते हुए भी, ऋण के प्रतिसंदाय पर परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से विचार किया जाएगा तथा वह अनुज्ञात वार्षिक अवक्षयण के बराबर होगी।

(2) अवक्षयण

- (1) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए, आधार मूल्य आयोग द्वारा स्वीकृत आस्ति की पूंजी लागत होगी। आस्ति के साल्वेज मूल्य पर 10% के रूप में विचार किया जाएगा तथा आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अवक्षयण अनुज्ञात किया जाएगा।
- (2) प्रति वर्ष अवक्षयण की संगणना संपूर्ण ऋण अवधि "अंतरीय अवक्षयण एप्रोच" के आधार पर तथा उपयोगी जीवन काल पर ऋण अवधि के पश्चात् "स्ट्रेट लाइन पद्धति" के आधार पर की जाएगी। टैरिफ अवधि के पहले 12 वर्षों के लिए अवक्षयण की दर 5.83% प्रति वर्ष होगी तथा शेष अवक्षयण 13वें वर्ष और उससे आगे परियोजना के शेष उपयोगी जीवन काल पर विस्तारित की जाएगी।

(2) अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा:

परंतु यह कि वर्ष के भाग के लिए आस्ति की वाणिज्यिक प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

16. रिटर्न आन ईक्विटी

- (1) ईक्विटी के लिए आधार मूल्य विनियम 13 के अधीन यथा अवधारित पूंजी लागत या वास्तविक ईक्विटी (परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में) का 30% होगी।
- (2) मानकीय रिटर्न आन ईक्विटी निम्नलिखित रूप से होगी:
 - (क) पहले 10 वर्ष के लिए 20% प्रतिवर्ष,
 - (ख) 11 वर्ष और उससे आगे के लिए 24% प्रतिवर्ष।

17. कार्यकरण पूंजी पर ब्याज

- (1) पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु हाइड्रो ऊर्जा, सौर पीवी तथा सौर थर्मल ऊर्जा परियोजनाओं की बाबत कार्यकरण पूंजी अपेक्षा की संगणना निम्नानुसार की जाएगी

पवन ऊर्जा/लघु हाइड्रो ऊर्जा/सौर पीवी/सौर थर्मल

- (क) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;
- (ख) मानकीय सीयूएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए ऊर्जा प्रभारों के दो मास के समकक्ष प्राप्य;
- (ग) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों के 15% की दर से रखरखाव खर्च।
- (2) बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं तथा गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की बाबत कार्यकरण पूंजी अपेक्षा की संगणना निम्नलिखित खंड के अनुसार की जाएगी

बायोमास, बायोगैस ऊर्जा तथा गैर-जीवाश्म ईंधन सह-उत्पादन

- (क) मानकीय पीएलएफ के समकक्ष चार मास के लिए ईंधन लागत;
- (ख) एक मास के लिए प्रचालन तथा रखरखाव खर्च;
- (ग) लक्ष्य पीएलएफ पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए नियत तथा परिवर्तनाय प्रभारों के दो मास के समतुल्य प्राप्य।
- (घ) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का 15% की दर से रखरखाव पुर्जें।

- (3) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज पूर्व वर्ष के दौरान पूर्व वर्ष के पहले छह मास के दौरान अभिभावी औसत स्टेट बैंक आफ इंडिया आधार दर के समतुल्य ब्याज दर पर प्लस 350 बेसिस प्वाइंट होगा।

18. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) "प्रचालन तथा रखरखाव या ओएण्डएम खर्चों" में मरम्मत तथा रखरखाव (आरएंडएम,) स्थापना, जिसमें कर्मचारी खर्चे तथा प्रशासनिक तथा साधारण खर्चे भी हैं, समाविष्ट होंगे।
- (2) प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों का अवधारण आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष के लिए इन विनियमों में पश्चातर्ती विनिर्दिष्ट मानकीय ओएण्डएम खर्चों के आधार पर टैरिफ अवधि के लिए किया जाएगा।
- (3) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के दौरान अनुज्ञात मानकीय ओएण्डएम खर्चों में टैरिफ अवधि की समाप्ति पर 5.72% प्रति वर्ष की दर पर वृद्धि की जाएगी।

19. रिबेट

- (1) उत्पादन कंपनी के बिलों का संदाय प्रत्यय पत्र के माध्यम से करने पर 2% की छूट अनुज्ञात की जाएगी।
- (2) जहां उत्पादन कंपनी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के एक मास की अवधि के भीतर प्रत्यय पत्र से भिन्न रीति से संदाय किया जाता है, वहां 1% की छूट अनुज्ञात की जाएगी।

20. विलंब संदाय अधिभार

इन विनियमों के अधीन संदेय प्रभारों के लिए यदि किसी बिल के संदाय में बिलिंग की तारीख से 60 दिन की अवधि के बाद विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25% दर से विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा।

21. सीडीएम फायदों की हिस्सेदारी

(1) अनुमोदित सीडीएम परियोजना से कार्बन क्रेडिट आगमों की हिस्सेदारी निम्नलिखित रीति से उत्पादन कंपनी तथा संबंधित फायदाग्राहियों के बीच होगी, अर्थात् :-

- (क) उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् पहले वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रतिधारित किए जाने वाले सीडीएम फायदों के मद्दे कुल आगमों का 100%;
- (ख) दूसरे वर्ष में, फायदाग्राहियों का अंश 10% तक बढ़ाया जाएगा जिसमें 50% तक पहुंचने तक प्रत्येक वर्ष 10% तक की वृद्धि की जाएगी जिसके पश्चात् उत्पादन कंपनी तथा फायदाग्राहियों द्वारा समान अनुपात में आगमों का विभाजन किया जाएगा।

22. केंद्रीय/राज्य सरकार द्वारा सहायिकी या प्रोत्साहन

आयोग इन विनियमों के अधीन टैरिफ का अवधारण करते समय नवीकरणीय ऊर्जा पावर संयंत्रों के लिए केंद्रीय या राज्य सरकार द्वारा प्रस्तावित कोई प्रोत्साहन या सहायिकी, जिसमें प्रत्यायित अवक्षयण फायदा भी है, यदि उत्पादन कंपनी द्वारा लिए जाते हैं, पर विचार करेगा:

परंतु यह कि निम्नलिखित सिद्धांतों पर टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रत्यायित अवक्षयण, यदि किया गया हो, के मद्दे अभिनिश्चित आय-कर फायदे के लिए विचार किया जाएगा:

- (i) फायदे का निर्धारण आय-कर अधिनियम तथा निगमित आय-कर दर के अधीन सुसंगत उपबंधों के अनुसार मानकीय पूंजी लागत, प्रत्यायित अवक्षयण दर के आधार पर किया जाएगा।
- (ii) राज वित्तीय वर्ष के आधे के दौरान आरई परियोजनाओं का पूंजीकरण। प्रति यूनिट फायदे पूंजी के भारित औसत लागत के समतुल्य छूट कारक के आधार पर स्तरीकृत रूप से व्युत्पन्न होंगे।

23. कर तथा शुल्क

इन विनियमों के अधीन अवधारित टैरिफ, उन करों तथा शुल्कों से अलग होगा जो समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत किए जाएं:

परन्तु यह कि समुचित सरकार द्वारा उद्गृहीत कर तथा शुल्क वास्तविक उपगत आधार पर पास-थ्रू के रूप में अनुज्ञात किए जाएंगे।

अध्याय - 3 - पवन ऊर्जा के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

24. पूंजी लागत

- (1) पवन ऊर्जा के लिए पूंजी लागत में पवन टर्बाइन जेनरेटर जिसमें उसके सहायक भी है, भूमि लागत, स्थल विकास प्रभार तथा अन्य सिविल संकर्म, परिवहन प्रभार, अंतर-संयोजन स्थल तक निष्क्रमण, वित्तीय प्रभार तथा आईडीसी सम्मिलित होंगे।
- (2) पवन ऊर्जा परियोजनाओं की पूंजी लागत 575 लाख रुपए/मेगावाट (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2012-13) होगी तथा उसे विनियम 25 में यथा उद्धृत इंडेक्सन सूत्र से जोड़ा जाएगा।

25. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजनों के लिए पवन ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा।

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3})$$

$$\text{पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * (1 + \text{डी(एन)})$$

$$\text{डी(एन)} = \left[\frac{\text{ए} * \left(\frac{\text{एसआई(एन-1)}}{\text{एसआई(ओ)}} - 1 \right) + \text{बी} * \left(\frac{\text{ईआई(एन-1)}}{\text{ईआई(ओ)}} - 1 \right)}{\text{ए} + \text{बी}} \right]$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम(ओ)= आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम(ओ) की संगणना $(1+एफ1+एफ2+एफ3)$ द्वारा आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी(एन) = नियंत्रण अवधि के वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत

डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

एस 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन₁) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक।

क = स्टील सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.08)

एफ2 = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.07)

एफ3 = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.10)

26. क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)

(1) इस नियंत्रण अवधि के लिए सीयूएफ संनियम निम्नानुसार होंगे:-

वार्षिक मीन पवन ऊर्जा घनत्व (डब्ल्यू/ एम2)	सीयूएफ
200 तक	20%
201 - 250	22%
251-300	25%
301-400	30%
> 400	32%

(2) उपरोक्त उप-विनियम (1) में विनिर्दिष्ट वार्षिक मीन पवन ऊर्जा घनत्व को 80 मीटर हब-ऊंचाई पर मापा जाएगा।

(3) विशिष्ट पवन जोन वर्ग में पवन ऊर्जा परियोजना के वर्गीकरण के प्रयोजन के लिए पवन मापमान के लिए एमएनआरई मार्गदर्शक सिद्धांतों के अनुसार सी-वेट या किसी निजी विकासकर्ता द्वारा दिया गया तथा सी-वेट द्वारा वैध पवन मस्तूल को एकसमान राज्यक्षेत्र के लिए सभी दिशाओं हेतु मस्तूल स्थान से 10 किलोमीटर तक सामान्यतः विस्तारित किया जाएगा तथा स्थल की जटिलता के संबंध में काप्लेक्स भूभाग में समुचित दूरी तक सीमित होगा। सी-वेट द्वारा ऐसी वैधता के आधार पर राज्य नोडल अभिकरण प्रस्तावित पवन फार्म काप्लेक्स की जोनिंग को प्रमाणित करना चाहिए।

27. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम खर्च प्रति मेगावाट 9 लाख रुपए होंगे।

(2) इन विनियमों के अधीन अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में स्तरीकृत टैरिफ की संगणना करने के लिए टैरिफ अवधि के बाद तक प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

अध्याय-4 : लघु हाइड्रो परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**28. पूंजी लागत**

- (1) नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के दौरान लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत निम्नानुसार होगी:

क्षेत्र	परियोजना आकार	पूंजी लागत (रुपए लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखण्ड तथा पूर्वोत्तर राज्य	5 मेगावाट से निम्न	770
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	700
अन्य राज्य	5 मेगावाट से निम्न	600
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	550

- (2) पश्चातवर्ती वर्षों के लिए पूंजी लागत का अवधारण विनियम 29 के अधीन यथा उद्धृत इंडेक्शन सूत्र के आधार पर किया जाएगा।

29. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजनों के लिए लघु हाइड्रो ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा:

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3}) \text{ पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * (1 + \text{डी(एन)})$$

$$\text{डी(एन)} = \frac{[\text{ए} * \{ (\text{एसआई(एन-1)} / \text{एसआई(ओ)}) - 1 \} + \text{बी} * \{ (\text{ईआई(एन-1)} / \text{ईआई(ओ)}) - 1 \}]}{(\text{ए} + \text{बी})}$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम(ओ) की संगणना (1+एफ1 + एफ2 + एफ3) द्वारा आधार पूंजी (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी, अर्थात:-

लघु हाइड्रो परियोजना	आधार पूंजी लागत(रूपए लाख/मेगावाट	कारक (1+एफ1+एफ2+एफ3)	पीएंडएम(ओ) (रूपए लाख/मेगावाट
एसएचपी (<5मेगावाट) (एचपी,उत्तराखंड, पूर्वोत्तर राज्य	770	1.40	550
एसएचपी(5-25मेगावाट) (एचपी,उत्तराखंड,पूर्वोत्तर राज्य (5मेगावाट)	700	1.40	500
एसएचपी(<5मेगावाट)(अन्य राज्य)	600	1.40	429
एसएचपी(5-25मेगावाट) (अन्य राज्य)	550	1.40	393

डी(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एस 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक।

क = स्टील सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.6 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.4 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.16)

एफ2 = सनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.10)

एफ3 = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.14)

30. क्षमता उपयोग कारक

हिमाचल प्रदेश, उत्तराखण्ड तथा पूर्वोत्तर राज्यों में अवस्थित लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोग कारक 45% होगा तथा अन्य राज्यों के लिए सीसूएफ 30% होगा।

स्पष्टीकरण: इस विनियम के प्रयोजन के लिए, मानकीय सीसूएफ गृह राज्य, यदि कोई हो, को नि शुल्क ऊर्जा देनी है और यदि विकासकर्ता द्वारा मानकीय सीसूएफ से अधिक की प्रतिबद्धता की जाती है तो निःशुल्क ऊर्जा की कोई मात्रा टैरिफ का कारक नहीं होगी।

31. सहायक खपत

लघु हाइड्रो परियोजनाओं के लिए मानकीय सहायक खपत 1.0% होगी।

32. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चें

- (1) नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम खर्चें निम्नानुसार होंगे:

क्षेत्र	परियोजना आकार	ओएंडएम (रुपए लाख/मेगावाट)
हिमाचल प्रदेश, उत्तराखण्ड तथा पूर्वोत्तर राज्य	5 मेगावाट से नीचे	25
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	18
अन्य राज्य	5 मेगावाट से नीचे	20
	5 मेगावाट से 25 मेगावाट तक	14

- (2) इन विनियमों के अधीन अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में स्तरीकृत टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए टैरिफ अवधि के लिए प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

अध्याय-5 : रंकिन साइकल प्रौद्योगिकी पर आधारित बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

33. तकनीकी पहलू

नीचे विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम जल शीतलन कंडेसर का उपयोग करने वाले रंकिन साइकल प्रौद्योगिकी उपयोजन के आधार पर बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं।

34. पूंजी लागत

रंकिन साइकल पर आधारित बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत 445 लाख रुपए/मेगावाट (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2012-13) होगी तथा विनियम 35 के अधीन यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी।

35. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

- (1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि के बाद तक पूंजी लागत में समायोजन के लिए बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित इंडेक्सन तंत्र लागू होगा;

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3}) \text{ पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * 1 + \text{डी(एन)}$$

$$\text{डी(एन)} = [\text{ए} * \{ (\text{एसआई(एन-1)} / \text{एसआई(ओ)}) - 1 \} + \text{बी} * \{ (\text{ईआई(एन-1)} / \text{ईआई(ओ)}) - 1 \}] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना (1+एफ1+एफ2+एफ3) द्वारा आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

एस 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक

क = स्टील सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.7 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा, निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के मास के लिए (त्रुटि में यह 0.3 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.10)

एफ2 = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.09)

एफ3 = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.14)

36. संयंत्र भार कारक

(1) टैरिफ के नियत प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रारंभिक संयंत्र भार कारक निम्नलिखित होगा -

- | | |
|--|-------|
| 1. स्थगिकरण के दौरान | : 60% |
| 2. पहले वर्ष (स्थगिकरण के पश्चात) की शेष अवधि के दौरान | : 70% |
| 3. 2 वर्ष में आगे से | : 80% |

- (2) स्थरीकरण अवधि परियोजना के चालू होने की तारीख से 6 मास से अधिक नहीं होगी।
37. सहायक खपत
टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 10% होगा।
38. स्टेशन हीट दर
बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं के लिए स्टेशन हीट दर 4000 केसीएएल/केडब्ल्यूएच होगी।
39. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च
(1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के प्रथम वर्ष के लिए मानकीय ओएंडएम् खर्च 24 लाख रुपए प्रति मेगावाट होंगे।
(2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2012-13) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम् खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।
40. ईंधन मिश्रण
(1) बायोमास ऊर्जा संग्रह रूम प्रकार डिजाइन किए जाएंगे जिसमें वे बायोमास ऊर्जा परियोजना के निकट उपलब्ध गैस जीवाश्म ईंधन के विभिन्न प्रकारों का उपयोग कर सकें जैसे फसल अपशिष्ट, कृषि औद्योगिक अपशिष्ट, वन अपशिष्ट आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन का उपयोग कर सकें जो एमएन आरई द्वारा अनुमोदित हों।
(2) बायोमास ऊर्जा उत्पादन कंपनियां, अपनी-अपनी परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता को सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना सुनिश्चित करेंगी।
41. जीवाश्म ईंधन का उपयोग
जीवाश्म ईंधन का उपयोग वार्षिक आधार पर कुल ईंधन खपत के 15% तक सीमित होगा।
42. जीवाश्म ईंधन के उपयोग के लिए मॉनीटरिंग तंत्र
(1) परियोजना विकसकर्ता मासिक ऊर्जा बिल के साथ-साथ प्रत्येक मास के लिए फायदाग्राहियों के सम्यक् रूप से चार्टर्ड लेखाकार द्वारा प्रमाणित मासिक ईंधन उपयोग विवरण तथा मासिक ईंधन उपभोग विवरण (जिसकी एक प्रति जीवाश्म तथा गैर-जीवाश्म ईंधन खपत की

मानीटरिंग के प्रयोजन के लिए आयोग द्वारा नियुक्त समुचित अभिकरण को दी जाएगी) प्रस्तुत करेगा। विवरण में निम्नलिखित ब्यौरे होंगे -

- (क) उपभोज्य प्रत्येक ईंधन के प्रकार (बायोमास जीवाश्म तथा जीवाश्म ईंधन) के लिए ईंधन की मात्रा (टनों में) तथा ऊर्जा उत्पादन प्रयोजनों के मास के दौरान उपास;
 - (ख) वर्ष के दौरान मास के अंत तक उपभोज्य प्रत्येक ईंधन प्रकार तथा उपास की संचयी मात्रा (टनों में);
 - (ग) मास के दौरान वास्तविक (कुल तथा शुद्ध) ऊर्जा उत्पादन (यूनिटों में दें);
 - (घ) वर्ष के दौरान उस मास की समाप्ति तक संचयी वास्तविक ऊर्जा (कुल तथा शुद्ध) उत्पादन (यूनिटों में दें) ;
 - (ङ) प्रारंभिक ईंधन स्टॉक मात्रा (टनों में);
 - (च) ऊर्जा संयंत्र स्थल पर ईंधन मात्रा की प्राप्ति (टनों में) तथा
 - (छ) ऊर्जा संयंत्र स्थल पर उपलब्ध प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन तथा जीवाश्म ईंधन) के लिए अंतिम ईंधन स्टॉक मात्रा (टनों में)
- (2) वित्तीय वर्ष के दौरान, परियोजना विकासकर्ता द्वारा जीवाश्म ईंधन उपयोग करने की शर्त का अनुपालन न करने पर इन विनियमों के अनुसार ऐसे बायोमास आधारित ऊर्जा परियोजना के लिए टैरिफ की उपयुक्तता वापस ली जाएगी।

43. ऊष्मीय (कैलोरिफिक) मूल्य

टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए प्रयुक्त बायोमास ईंधन का ऊष्मीय मूल्य 3300 केसीएएल/केडब्ल्यूएच होगा

44. ईंधन लागत

नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के दौरान बायोमास ईंधन कीमत नीचे दी गई सारणी के अनुसार होगी तथा विनियम 45 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी। वैकल्पिक रूप से, टैरिफ अवधि के प्रत्येक पश्चातवर्ती वर्ष के लिए प्रति वर्ष 5% का मानकीय वृद्धि कारक बायोमास परियोजना विकासकर्ता के विकल्प पर लागू होगा -

राज्य	बायोमास कीमत (रुपए/टन)
आंध्र प्रदेश	2315
हरियाणा	2635
महाराष्ट्र	2695
पंजाब	2756
राजस्थान	2300
तमिलनाडु	2277
उत्तर प्रदेश	2355
अन्य राज्य	2476

45. ईंधन कीमत इंडेक्शन तंत्र

- (1) बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र का विकल्प अपनाता है, टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार संघटक के अवधारण के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष हेतु ईंधन कीमत के समायोजन के लिए निम्नलिखित इंडेक्सन तंत्र लागू होगा -

$$पी(एन) = पी(एन-1) * \{ क * (डब्ल्यूपीआई(एन)/डब्ल्यूपीआई(एन-1)) + ख * (1 + आईआरसी)(एन-1) + ग * (पीडी(एन)/पीडी(एन-1)) \}$$

जहाँ,

पी(एन) = टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

पी(एन-1) = टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत। पी1 विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत होगी।

क = ईंधन उठाई-धराई कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

आईआरसी(एन-1) = (एन₁) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में सूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार "संदाय प्रयोजन" के लिए केविविआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए।

पीडीएन = एन वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

पीडीएन-1 = (एन-1) वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यूपीआई एन = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक बिक्री कीमत सूचकांक।

डब्ल्यूपीआई एन-1 = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत सूचकांक।

जहां, क, ख तथा ग समय-समय पर, आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा वहां व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीसी(एन) = वीसी₁ x (पीएन/पी₁) या वीसीएन = वीसी₁ x (1.05) (एन-1)
(वैकल्पिक)

जहां,

वीसी₁ - विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2009-10 के लिए बायोमास कीमत पी₁ पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

$$\text{वीसी}_1 = \frac{\text{स्टेशन हीट दर (एसएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीसीवी) (1-सहायक खपत कारक)}} \times \frac{\text{पी}_1}{1000}$$

(3) बायोमास आधार कीमत का पुनरीक्षण नियंत्रण अवधि के तीसरे वर्ष की समाप्ति पर किया जाएगा तथा वह इस नियंत्रण अवधि के अधीन चालू परियोजनाओं को भी लागू होगा।

अध्याय – 6 गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

46. तकनीकी पहलू

परियोजना गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में तब अर्हित होगी यदि यह विनियम 4 (घ) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट पात्रता मानदंड के अनुसार है।

47. पूंजी लागत

गैर-जीवाश्म आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत नियंत्रण वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के लिए 420 लाख/एम डब्ल्यू मेगावाट होगी, तथा विनियम 48 में यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र के साथ जोड़ी जाएगी।

48. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ पूंजी लागत में समायोजनों के लिए गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा,

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3}) \text{ पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * (1 + \text{डी(एन)})$$

$$\text{डी(एन)} = [\text{ए} * \{ (\text{एसआई(एन)} - 1) / (\text{एसआई(ओ)} - 1) \} + \text{बी} * \{ (\text{ईआई(एन)} - 1) / (\text{ईआई(ओ)} - 1) \}] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना (1 + एफ1 + एफ2 + एफ3) आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एस 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

एस 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक

क = स्टील सूचकांक के भारित के लिए (वृद्धि में यह 0.7 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के भारित के लिए (वृद्धि में यह 0.3 है) समय-समय पर, आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.10)

एफ2 = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.09)

एफ3 = आईडीमी तथा विनीय लागत के लिए कारक (0.14)

49. संयंत्र भार कारक

1. नियत प्रभार का अवधारण करने के प्रयोजन के लिए, गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित मह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए संयंत्र भार कारक की संगणना नीचे (2) के अधीन पर्याप्तनिर्दिष्ट पेरार्ड मौसम तथा वे-मौसम के दौरान प्रचालन तथा 92% भार कारक पर विचार करते हुए प्रचालन दिनों की संख्या के लिए उपलब्ध संयंत्र के आधार पर की जाएगी।
2. विभिन्न राज्यों के लिए प्रचालन दिन की संख्या निम्नानुसार होगी:

राज्य	प्रचालन दिन	संयंत्र भार कारक (औ)
उत्तर प्रदेश तथा आंध्र प्रदेश	120 दिन (पेराई) + 60 दिन (वे-मौसम)= 180 दिन प्रचालन दिन	45%
तमिलनाडु तथा महाराष्ट्र	180 दिन (पेराई) + 60 दिन (वे-मौसम)= 240 दिन प्रचालन दिन	60%
अन्य राज्य	150 दिन (पेराई) + 60 दिन (वे-मौसम)= 210 दिन प्रचालन दिन	53%

50. सहायक खपत

टैरिक की संगणना के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 8.5% होगी।

51. स्टेशन हीट दर

गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए टैरिक की संगणना करने के लिए ऊर्जा उत्पादन मंघटक के लिए 3600 केसीएएल/केडब्ल्यूएच की स्टेशन हूट दर पर विचार किया जाएगा।

52. ऊष्मीय मूल्य

बगाम (खोई) के लिए कुल ऊष्मीय मूल्य 2250 केसीएएल/केजी के रूप में विचार किया जाएगा। बगाम से भिन्न बायोमास ईंधन के उपयोग के लिए विनियम 43 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट ऊष्मीय मूल्य लागू होगा।

53. ईंधन लागत

- (1) बगास की कीमत नीचे सारणी में यथा विनिर्दिष्ट है तथा विनियम 54 के अधीन यथा उद्धृत मूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी। वैकल्पिक रूप से, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक पश्चातवर्ती वर्ष के

लिए प्रति वर्ष 5% का मानकीय वृद्धि कारक परियोजना विकासकर्ता के विकल्प पर लागू होगा:

राज्य	बगास कीमत (रुपए/टन)
आंध्र प्रदेश	1307
हरियाणा	1859
महाराष्ट्र	1832
पंजाब	1636
तमिलनाडु	1408
उत्तर प्रदेश	1458
अन्य राज्य	1583

- (2) सह-उत्पादन परियोजनाओं में बगास से भिन्न बायोमास के उपयोग के लिए, विनियम 44 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट बायोमास कीमत लागू होगी।

54. ईंधन कीमत इंडेक्सन तंत्र

- (1) गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष हेतु ईंधन कीमत के समायोजन के लिए निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र के लिए विकल्प अपनाता है -

$$\text{पी(एन)} = \text{पी(एन-1)} * \{ \text{क} * (\text{डब्ल्यूपीआई(एन)}/\text{डब्ल्यूपीआई}) + \text{ख} * (1 + \text{आईआरसी})(\text{एन-1}) + \text{ग} * (\text{पीडी(एन)} + \text{पीडी(एन-1)}) \}$$

जहाँ,

पी(एन) = टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

पी(एन-1)) = टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत। पी 1 विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत होगी।

क = ईंधन उठाई धराई-कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

आईआरसी(एन-1) = (एन-1) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में सूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, वह रहेगी जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार "संदाय प्रयोजन" के लिए केविविआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए।

पीडीएन = एन वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

पीडीएन-1 = (एन-1) वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यू पी आईएन = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक बिक्री कीमत सूचकांक।

डब्ल्यू पी आईएन-1 = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत सूचकांक।

जहां, क, ख तथा ग, समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा वहां व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीसी(एन)एवीसी1 x (पीएन/पी1) या वीसीएन = वीसी1 x (1.05)(एन-1)
(वैकल्पिक)

जहां,

वीसी1 - विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत पी1 पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

$$\text{वीसी1} = \frac{\text{स्टेशन हीट दर (एसएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीसीवी) (1-सहायक खपत कारक)}} \times \frac{\text{पी 1}}{1000}$$

55. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के प्रथम वर्ष के दौरान मानकीय ओएंडएम खर्चे प्रति मेगावाट 16 लाख रुपए होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष, 2012-13) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

अध्याय-7 सौर पीवी ऊर्जा परियोजना के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर**56. तकनीकी पहलू**

- (1) इन विनियमों के अधीन सौर फोटोवोल्टिक (पीवी) के लिए संनियम ग्रिड में जुड़ी उन पीवी प्रणालियों के लिए लागू होंगे जो सौर ऊर्जा को प्रत्यक्षतः विद्युत में संपरिवर्तित करते हैं तथा क्रिस्टलिन सिलिकान या पतली फिल्म आदि जैसी उन प्रौद्योगिकियों पर आधारित हों जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित की जाएं।

57. पूंजी लागत

- (1) सौर फोटोवोल्टिक ऊर्जा परियोजना को स्थापित करने के लिए मानकीय पूंजी लागत वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए 1000 लाख रुपए/मेगावाट होगी :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा।

58. क्षमता उपयोग कारक

सौर पीवी परियोजना के लिए क्षमता उपयोग कारक 19% होगा:

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण की दशा में उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा।

59. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) प्रचालन के प्रथम वर्ष के लिए ओ एंड एम 11 लाख रुपए/मेगावाट होगा।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

अध्याय 8 - सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना के लिए प्रौद्योगिक विनिर्दिष्ट पैरामीटर

60. तकनीकी पहलू

(1) इन विनियमों के अधीन सौर थर्मल ऊर्जा के लिए संनियम सांद्रित सौर ऊर्जा (सीएसपी) तकनीकियों, को लागू होंगे, अर्थात्, लाइन फोकसिंग या स्थान फोकसिंग, जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों, तथा जिनका उपयोग प्रत्यक्षतः सूर्य की रोशनी में होता है, उच्चतर ऊर्जा धनत्वता तक आने के लिए विभिन्न समयों पर सांकेदित किया जाता है, तथा अतः, उच्चतर तापमान, जिससे हीट उत्पन्न होती है, का उपयोग विद्युत उत्पादन करने के लिए पारंपरिक ऊर्जा साइकल को प्रचालित करने के लिए किया जाता है।

61. पूंजी लागत

(1) सौर थर्मल ऊर्जा परियोजना स्थापित करने के लिए मानकीय पूंजी लागत वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए 1300 लाख रुपए/मेगावाट होगी :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियम से सहमत नहीं हो सकेगा।

62. क्षमता उपयोग कारक

(1) क्षमता उपयोग कारक 23% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा।

63. प्रचालन तथा रखरखाव खर्च

- (1) पहले वर्ष प्रचालन के लिए ओएंडएम खर्च 5 लाख रुपए/मेगावाट होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओएंडएम खर्चों में प्रति वर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

64. सहायक खपत

(1) सहायक खपत कारक 10% होगा :

परंतु यह कि आयोग विनियम 7 तथा विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विनिर्दिष्ट टैरिफ का अवधारण करने की दशा में, उपरोक्त संनियमों से सहमत नहीं हो सकेगा।

अध्याय-9 बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं के लिए प्रौद्योगिकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

65. तकनीकी पहलू:

इसमें विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं पर आधारित है।

66. पूंजी लागत

रंकिन साइकल पर आधारित बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं के लिए मानकीय पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्षों के दौरान वित्तीय वर्ष 2012-13) 550 लाख रूपए/मेगावाट होगी तथा विनियम 67 में यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र के साथ जोड़ी जाएगी। पूंजी सहायिकी पर विचार करने के पश्चात वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए कुल परियोजना लागत 400 लाख/मेगावाट होगी।

67. पूंजी लागत इंडेक्सन तंत्र

(1) स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तन के साथ पूंजी लागत में समायोजन के लिए बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा।

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3}) \text{ पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * (1 + \text{डी(एन)})$$

$$\text{डी(एन)} = [\text{ए} * \{ (\text{एसआई(एन-1)} / \text{एसआई(ओ)}) - 1 \} + \text{बी} * \{ (\text{ईआई(एन-1)} / \text{ईआई(ओ)}) - 1 \}] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएंडएम(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना (1+एफ1+एफ2+एफ3) आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एम् 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

एम् 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक

क = स्टील सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.7 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.3 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.10)

एफ2 = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.09)

एफ3 = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.14)

68. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के नियत प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रारंभिक संयंत्र भार कारक 85% होगा।

69. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 10% होगा।

70. विनिर्दिष्ट ईंधन खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन खपत 1.25 किग्रा प्रति केडब्ल्यूएच होगी।

71. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2012-13) के लिए पहले खर्चे के लिए मानकीय ओ एंड एम खर्चे 40 लाख प्रति मेगावाट होगी।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओ एंड एम खर्चों में प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

72. ईंधन मिश्रण

- (1) बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा संयंत्र इस प्रकार डिजाइन किया जाएगा जिससे इसका उपयोग बायोमास ऊर्जा परियोजना के परिसर के भीतर उपलब्ध गैर-उष्मीय ईंधन के विभिन्न प्रकारों के लिए किया जा सके जैसे फसल अवशिष्ट, कृषि अपशिष्ट, वन अपशिष्ट आदि तथा अन्य बायोमास ईंधन जो एमएनआरई द्वारा अनुमोदित हों।
- (2) बायोमास गैसीफायर आधारित ऊर्जा उत्पादन कंपनियां, अपनी-अपनी परियोजना अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए ईंधन की पर्याप्त उपलब्धता को सुनिश्चित करने हेतु ईंधन प्रबंधन योजना को सुनिश्चित करेंगी।

73. ईंधन लागत

नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के दौरान बायोगैस ईंधन कीमत विनियम 44 के अनुसार होगी तथा विनियम 74 के अधीन यथाविनिर्दिष्ट सूचकांक सूत्र से जोड़ी जाएगी। वैकल्पिक रूप से टैरिफ अवधि के प्रत्येक पश्चातवर्ती वर्ष के लिए प्रतिवर्ष 5% का मानकीय वृद्धि कारक बायोमास गैसीफायर परियोजना विकासकर्ता के विकल्प पर लागू होगा।

74. ईंधन कीमत सूचकांक तंत्र

बायोमास गैसीफायर ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार संघटक का अवधारण करने के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष के लिए ईंधन कीमतों के समायोजन हेतु निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होना, यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र का विकल्प चाहता है:

$$\text{पी(एन)} = \text{पी(एन-1)} * \{ \text{क* (डब्ल्यूपीआई(एन)/डब्ल्यूपीआई)} + \text{ख* (1+आईआरसी)(एन-1)} + \text{ग* (पीडी(एन)+पीडी(एन-1))} \}$$

जहाँ,

पी(एन) = टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

पी(एन-1)) = टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत। पी 1 विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत होगी।

क = ईंधन उठाई धराई-कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

आईआरमी(एन-1) = (एन-1) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में मूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, वह रहेगी जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक मिद्धान्त के अनुसार "संदाय प्रयोजन" के लिए केबिविआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाएगी।

पीडीएन = एन वर्ष के लिए एचएमडी की भारित औसत कीमत

पीडीएन-1 = (एन-1) वर्ष के लिए एचएमडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यू पी आईएन = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक विक्री कीमत मूचकांक।

डब्ल्यू पी आईएन-1 = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत मूचकांक।

जहां, क ख तथा ग, समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा। व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीसी(एन)एवीसी1 x (पीएन/पी1) या वीसीएन = वीसी1 x (1.05)(एन-1)
(वैकल्पिक)

जहां,

वीसी1 - विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत पी1 पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

$$\text{वीसी1} = \frac{\text{स्टेशन हीट दर (एमएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीसीवी) (1-महायक खपत कारक)}} \times \frac{\text{पी 1}}{1000}$$

(3) बायोमास आधार कीमत का पुनरीक्षण अगली नियंत्रण अवधि के लिए नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर किया जाएगा तथा यह नियंत्रण अवधि के अधीन चालू परियोजना को भी लागू होगा।

अध्याय- 10 बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीकी विनिर्दिष्ट पैरामीटर

75. तकनीकी पहलू

इसमें विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधारण के लिए संनियम ग्रिड से जुड़े ऐसे बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं के लिए हैं जो 100% बायोगैस चालित इंजन का उपयोग करते हैं, सह-ग्राह्य कृषि अवशिष्ट, खाद तथा एमएनआरई द्वारा यथा अनुमोदित अन्य जैव अवशिष्ट के लिए बायोगैस तकनीकी के साथ युग्मित हों।

76. पूंजी लागत

बायोगैस आधारित ऊर्जा के लिए मानकीय पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के लिए वर्ष के दौरान वित्तीय वर्ष 2012-13) 1100 लाख रूपए/मेगावाट होगी तथा इसे विनियम 77 के अधीन यथा उद्धृत सूचकांक सूत्र में जोड़ा जाएगा। पूंजी सहायिकी पर विचार करने के पश्चात, वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए कुल परियोजना लागत 800 लाख रूपए/मेगावाट होगी।

77. पूंजी लागत सूचकांक तंत्र

स्टील तथा विद्युत मशीनरी के लिए थोक कीमत सूचकांक में परिवर्तनों के साथ नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर पूंजी लागत में समायोजन के लिए बायोगैस आधारित ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में, निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होगा।

$$\text{सीसी(एन)} = \text{पीएंडएम(एन)} * (1 + \text{एफ1} + \text{एफ2} + \text{एफ3}) \quad \text{पीएण्डएम(एन)} = \text{पीएंडएम(ओ)} * (1 + \text{डी(एन)})$$

$$\text{डी(एन)} = \left[\text{ए} * \left\{ \frac{\text{एमआई(एन-1)}}{\text{एमआई(ओ)}} - 1 \right\} + \text{बी} * \left\{ \frac{\text{ईआई(एन-1)}}{\text{ईआई(ओ)}} - 1 \right\} \right] / (\text{ए} + \text{बी})$$

जहाँ,

सीसी(एन) = एन वर्ष के लिए पूंजी लागत

पीएंडएम(एन) = एन वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

पीएण्डएम(ओ) = आधार वर्ष के लिए संयंत्र तथा मशीनरी लागत

टिप्पण: पीएंडएम (ओ) की संगणना $(1+एफ1+एफ2+एफ3)$ आधार पूंजी लागत (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए) को विभाजित करके की जाएगी।

डी(एन) = नियंत्रण अवधि वर्ष (एन) के लिए पूंजी लागत वृद्धि कारक

एम 1(एन-1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए पूर्ववर्ती औसत डब्ल्यू पी आई स्टील सूचकांक

एम 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई स्टील सूचकांक

ई 1(एन1) = नियंत्रण अवधि के कैलेंडर वर्ष (एन-1) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यूपीआई विद्युत मशीनरी सूचकांक।

ई 1(ओ) = नियंत्रण अवधि, अर्थात् अप्रैल, 2011 से मार्च, 2012 के आरंभ पर कैलेंडर वर्ष (ओ) के लिए विद्यमान औसत डब्ल्यू पी आई विद्युत तथा मशीनरी सूचकांक।

क = स्टील सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.7 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

ख = विद्युत मशीनरी सूचकांक के भारित के लिए (त्रुटि में यह 0.3 है) समय-समय पर आयोग द्वारा निरंतर अवधारित किया जाना है।

एफ1 = भूमि तथा सिविल संकर्म के लिए कारक (0.10)

एफ2 = संनिर्माण तथा कमीशनिंग के लिए कारक (0.09)

एफ3 = आईडीसी तथा वित्तीय लागत के लिए कारक (0.14)

78. संयंत्र भार कारक

टैरिफ के नियत भार मंघटक का अवधारण करने के लिए प्रारंभिक संयंत्र भार कारक 90% होगा।

79. सहायक खपत

टैरिफ के अवधारण के लिए सहायक ऊर्जा खपत कारक 12% होगी।

80. प्रचालन तथा रखरखाव खर्चे

- (1) नियंत्रण अवधि (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के खर्चे के लिए मानकीय ओ एंड एम खर्चे 40 लाख प्रति मेगावाट होंगे।
- (2) इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के प्रारंभ पर अनुज्ञात मानकीय ओ एंड एम खर्चों में प्रतिवर्ष 5.72% की दर पर वृद्धि की जाएगी।

81. विनिर्दिष्ट ईंधन खपत

मानकीय विनिर्दिष्ट ईंधन खपत सबस्ट्रेट मिश्रित प्रति केडब्ल्यूएच का 3 केजी होगा।

82. ईंधन लागत (फीड स्टॉक कीमत)

नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2012-13) के पहले वर्ष के दौरान फीड स्टॉक कीमत वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए 990 रूपए/मीट होगी (संक्षेपक निस्सारी में किमी लागत बमूली का कुल)

83. ईंधन कीमत सूचकांक तंत्र

- (1) बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं की दशा में टैरिफ के लागू परिवर्तनीय प्रभार मंडटक का अवधारण करने के लिए प्रचालन के प्रत्येक वर्ष के लिए ईंधन कीमतों के समायोजन हेतु निम्नलिखित सूचकांक तंत्र लागू होना, यदि विकासकर्ता सूचकांक तंत्र का विकल्प चाहता है:

$$पी(एन) = पी(एन-1) * \{ क * (डब्ल्यूपीआई(एन)/डब्ल्यूपीआई) + ख * (1 + आईआरसी)(एन-1) + ग * (पीडी(एन)/पीडी(एन-1)) \}$$

जहाँ,

पी(एन) = टैरिफ के अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले एन वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत

पी(एन-1) = टैरिफ अवधारण के लिए विचार किए जाने वाले (एन-1) वर्ष के लिए बायोमास की प्रति टन कीमत। पी1 विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत होगी।

क = ईंधन उठाई धराई-कीमत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ख = ईंधन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

ग = परिवहन लागत को प्रस्तुत करने वाले कारक

आईआरसी(एन-1) = (एन₁) वर्ष के लिए लागू होने वाले कैप्टिव ऊर्जा खान स्रोत की दशा में मूचकांकित ऊर्जा प्रभार संघटक के लिए औसत वार्षिक मुद्रा स्फीति दर, वह रहेगी जो प्रतिस्पर्धा बोली मार्गदर्शक सिद्धांत के अनुसार "संदाय प्रयोजन" के लिए केविदिआ द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए

पीडीएन = एन वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

पीडीएन-1 = (एन-1) वर्ष के लिए एचएसडी की भारित औसत कीमत

डब्ल्यू पी आईएन = एन वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक बिक्री कीमत सूचकांक।

डब्ल्यू पी आईएन-1 = (एन-1) वर्ष के अप्रैल मास के लिए थोक कीमत सूचकांक।

जहां, क ख तथा ग, समय-समय पर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा। व्यतिक्रम में, ये कारक क्रमशः 0.2, 0.6 तथा 0.2 होंगे।

(2) एन वर्ष के लिए परिवर्तनीय प्रभार निम्नानुसार अवधारित किए जाएंगे -

अर्थात् वीमी(एन)=वीसी1 x (पीएन/पी1) या वीसीएन = वीसी1 x (1.05)^(एन-1) (वैकल्पिक)

जहां,

वीसी1 - विनियम 53 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट वित्तीय वर्ष 2012-13 के लिए बायोमास कीमत पी1 पर आधारित परिवर्तनीय प्रभार को निरूपित करता है तथा निम्नानुसार अवधारित किया जाएगा:

$$\text{वीसी1} = \frac{\text{स्टेशन हीट दर (एमएचआर)} \times 1}{\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीमीवी) (1-महायक खपत कारक)}} \times \text{पी 1}$$

$$\text{कुल ऊष्मीय मूल्य (जीमीवी) (1-महायक खपत कारक)} = \frac{1000}{\text{पी 1}}$$

(3) बायोमास आधार कीमत का पुनरीक्षण अगली नियंत्रण अवधि के लिए नियंत्रण अवधि की समाप्ति पर किया जाएगा तथा यह नियंत्रण अवधि के अधीन चालू परियोजना को भी लागू होगा।

अध्याय - 11 - प्रकीर्ण**84. संनियमों से विचलन**

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित उत्पादन केन्द्रों से उत्पादित विद्युत के विक्रय के लिए टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मूल्यों से विचलन में उत्पादन कंपनी और अनुज्ञप्तिधारी के बीच इस शर्त के अधीन रहते हुए भी तय किया जा सकेगा कि विचलन में संनियमों के आधार पर परियोजना के उपयोगी जीवनकाल पर स्तरीकृत टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर संगणित स्तरीकृत टैरिफ से अधिक नहीं है ।

85. शिथिल करने की शक्ति

आयोग साधारण या विशेष आदेश द्वारा, लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, तथा प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात् इन विनियमों के किसी भी उपबंध को, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष आवेदन करने पर, शिथिल कर सकेगा ।

राजीव बंसल, सचिव

[विज्ञापन III/4/150/11/असा.]

प्ररूप-1.1 : (सौर ऊर्जा या लघु हाइड्रो परियोजना या सौर (पीवी/ सौर थर्मल) के लिए प्ररूप

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर मूल्य
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता क्षमता उपयोग कारक वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % मास/वर्ष वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूंजी लागत पूंजी लागत पूंजी सहायिकी कुल पूंजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण : ईक्विटी ऋण संघट्टक ईक्विटी संघट्टक अवक्षयण	टैरिफ अवधि ऋण ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि प्रतिसंदाय अवधि (जिसमें विलंबनाधीन है) ब्याज दर ईक्विटी रकम 10 वर्ष के लिए रिटर्न आन	वर्ष % % रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में वर्ष वर्ष % रुपए लाख में % प्रति वर्ष	

		प्रोत्साहन	ईक्विटी 11 वर्ष के लिए और उससे आगे के लिए रिटर्न आन ईक्विटी छूट दर ओ 12 वर्ष के लिए अवक्षयण दर 13 वर्ष और उससे आगे वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी उत्पादन आधारित प्रोत्साहन, यदि कोई हो जीबीआई के लिए अवधि	% प्रति वर्ष % % रुपए लाख प्रति वर्ष वर्ष	
4	प्रचालन और रखरखाव	मानकीय ओएंडएम खर्चें प्रतिवर्ष ओएंडएम खर्चों ओएंडएम खर्चों के लिए वृद्धि कारक		रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में %	
5	कार्यकरण पूंजी	ओएंडएम खर्चें रखरखाव पुर्जें प्राप्य कार्यकरण पूंजी पर ब्याज	(ओएंडएम खर्चों का %)	मास % मास % प्रति वर्ष	

[illegible]

[illegible]

प्ररूप-2.1 : बायोमास ऊर्जा या गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन के लिए प्ररूप : पैरामीटर

पूर्वानुमान

क्रम सं.	पूर्वानुमान शीर्ष	उप-शीर्ष	उप-शीर्ष(2)	यूनिट	पैरामीटर मूल्य
1	ऊर्जा उत्पादन	क्षमता	संस्थापित ऊर्जा उत्पादन क्षमता सहायक खपत कारक पीएलएफ (6 मास तक स्थिरीकरण के दौरान) पीएलएफ (स्थिरीकरण के पश्चात् पहले वर्ष के दौरान) पीएलएफ (दूसरे वर्ष और उससे आगे) वाणिज्यिक प्रचालन तारीख उपयोगी जीवनकाल	मेगावाट % % % % मास/वर्ष वर्ष	
2	परियोजना लागत	पूंजी लागत/मेगावाट	मानकीय पूंजी लागत पूंजी लागत पूंजी सहायिकी, यदि कोई हों कुल पूंजी लागत	रुपए लाख/मेगावाट रुपए लाख में रुपए लाख में रुपए लाख में	
3	वित्तीय पूर्वानुमान	ऋण : ईक्विटी ऋण संघटक	टैरिफ अवधि ऋण ईक्विटी कुल ऋण रकम कुल ईक्विटी रकम	वर्ष % % रुपए लाख में रुपए लाख में	

		ईक्विटी संघटक	ऋण रकम विलंबनाधीन अवधि प्रतिसंदाय अवधि (जिसमें विलंबनाधीन है) व्याज दर	रुपए लाख में वर्ष वर्ष %	
		अवक्षयण	ईक्विटी रकम 10 वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी 11 वर्ष के लिए और उससे आगे के लिए रिटर्न आन ईक्विटी छूट दर	रुपए लाख में % प्रति वर्ष % प्रति वर्ष %	
		प्रोत्साहन	ओ 12 वर्ष के लिए अवक्षयण दर 13 वर्ष और उससे आगे वर्ष के लिए रिटर्न आन ईक्विटी उत्पादन आधारित प्रोत्साहन, यदि कोई हो जीबीआई के लिए अवधि	% % रुपए लाख प्रति वर्ष वर्ष	
4	प्रचालन और रक्षणा	मानकीय ओएडएफ खर्च प्रतिवर्षी ओएडएफ खर्च ओएडएफ खर्च के लिए वृद्धि कारक		रुपए लाख में मावट रुपए लाख में %	
5	सार्थकता पूजी	ओएडएफ खर्च रक्षणावर्ग प्राप्त बायोमाम स्टाक कार्यकरण पूजी	(ओएडएफ खर्च का %)	मास % मास % प्रति वर्ष	

		पर व्याज			
6	ईंधन संबंधी पूर्वानुमान	स्थान हीट दर ईंधन प्रकार तथा मिश्रण:	स्थिरीकरण के दौरान पश्च स्थिरीकरण बायोमास ईंधन प्रकार-1 बायोमास ईंधन प्रकार-2 जीवाश्म ईंधन (कोयला) बायोमास ईंधन प्रकार-1 का जीसीवी बायोमास ईंधन प्रकार-2 का जीसीवी जीवाश्म ईंधन (कोयला) का जीसीवी बायोमास कीमत (ईंधन प्रकार-1) वर्ष-1 बायोमास कीमत (ईंधन प्रकार-2) वर्ष-1 जीवाश्म ईंधन कीमत (कोयला) वर्ष-1 ईंधन कीमत वृद्धि कारक	कैसीएएल/ कैडब्ल्यूएच कैसीएएल/ कैडब्ल्यूएच % % % कैसीएएल/कि.ग्रा. कैसीएएल/कि.ग्रा. कैसीएएल/कि.ग्रा. रुपए/एमटी रुपए/एमटी रुपए/एमटी % प्रति वर्ष	

[illegible][illegible]

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION**

New Delhi, the 6th February, 2012

F. No. L-1/94/CERC/2011.—In exercise of powers conferred under Section 61 read with Section 178 (2) (s) of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely :—

1. Short title and commencement

- 1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2012.
- 2) These regulations shall come into force on 1.4.2012, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 5 years from the date of commencement.

2. Definitions and Interpretation

- 1) In these regulations, unless the context otherwise requires,
 - a) 'Act' means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);
 - b) 'Auxiliary energy consumption' or 'AUX' in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and

transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

- c) 'Biomass' means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, deoiled cakes, etc); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds; and the wood waste produced in some industrial operations;
 - d) 'Biomass gasification' means a process of incomplete combustion of biomass resulting in production of combustible gases consisting of a mixture of Carbon monoxide (CO), Hydrogen (H₂) and traces of Methane (CH₄), which is called producer gas;
 - e) 'Biogas' means a gas created when organic matter like crop residues, sewage and manure breaks down in an oxygen-free environment (ferments);
 - f) 'Capital cost' means the capital cost as defined in regulations 12, 24, 28, 34, 47, 57, 61, 66 and 76;
 - g) 'Commission' means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76 of the Act;
 - h) 'Conduct of Business Regulations' means the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 1999 as amended from time to time,
 - i) 'Control Period or Review Period' means the period during which the norms for determination of tariff specified in these Regulations shall remain valid;
 - j) 'Gross calorific value' or 'GCV' in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one liter of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
-

- k) 'Gross station heat rate' or 'GHR' means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
 - l) 'Hybrid Solar Thermal Power Plant' means the solar thermal power plant that uses other forms of energy input sources along with solar thermal energy for electricity generation, and wherein not less than 75% of electricity is generated from solar energy component;
 - m) 'Installed capacity' or 'IC' means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals), approved by the Commission from time to time;
 - n) 'Inter-connection Point' shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:
 - i. in relation to wind energy projects and Solar Photovoltaic Projects, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power, biomass power and non fossil fuel based cogeneration power projects and Solar Thermal Power Projects the, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
 - o) 'MNRE' means the Ministry of New and Renewable Energy of the Government of India;
 - p) 'Non-firm power' means the power generated from renewable sources, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomenon like sun, cloud, wind, etc., that cannot be accurately predicted;
 - q) 'Non fossil fuel based co-generation' means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity)
-

are produced in a sequential manner by use of biomass provided the project may qualify to be a co-generation project if it fulfills the eligibility criteria as specified in clause (d) of Regulation 4;

- r) 'Operation and maintenance expenses' or 'O&M expenses' means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
 - s) 'Project' means a generating station or the evacuation system upto inter-connection point, as the case may be, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;
 - t) 'Renewable Energy' means the grid quality electricity generated from renewable energy sources;
 - u) 'Renewable Energy Power Plants' means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources;
 - v) 'Renewable Energy Sources' means renewable sources such as small hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
 - w) 'Small Hydro' means Hydro Power projects with a station capacity up to and including 25 MW;
 - x) 'Solar PV power' means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology;
 - y) 'Solar Thermal power' means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus
-

or point focus principle;

- z) 'Tariff period' means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- aa) 'Useful Life' in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation (COD) of such generation facility, namely:-
- | | |
|---|----------|
| (a) Wind energy power project | 25 years |
| (b) Biomass power project with Rankine cycle technology | 20 years |
| (c) Non-fossil fuel cogeneration project | 20 years |
| (d) Small Hydro Plant | 35 years |
| (e) Solar PV/Solar thermal power project | 25 years |
| (f) Biomass Gasifier based power project | 20 years |
| (g) Biogas based power project | 20 years |

ab) 'Year' means a financial year.

2) Save as aforesaid and unless repugnant to the context or if the subject-matter otherwise requires, words and expressions used in these regulations and not defined, but defined in the Act, or the Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2009 shall have the meanings assigned to them respectively in the Act or the Indian Electricity Grid Code or the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions of Tariff) Regulations, 2009.

3. Scope and extent of application

These Regulations shall apply in all cases where tariff, for a generating

station or a unit thereof based on renewable sources of energy, is to be determined by the Commission under Section 62 read with Section 79 of the Act

Provided that in cases of wind, Small Hydro projects, Biomass power based on Rankine cycle, non-fossil fuel based cogeneration projects, Solar PV, Solar Thermal power projects, Biomass gasifier and Biogas power project these Regulations shall apply subject to the fulfillment of eligibility criteria specified in regulation 4 of these Regulations.

4. Eligibility Criteria

- a) Wind power project – using new wind turbine generators.
- b) Small hydro project – located at the sites approved by State Nodal Agency/ State Government using new plant and machinery, and installed power plant capacity to be lower than or equal to 25 MW at single location.
- c) Biomass power project based on Rankine cycle technology – Biomass power projects using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources, provided use of fossil fuel is restricted only up to 15% of total fuel consumption on annual basis.
- d) Non-fossil fuel based co-generation project – The project shall qualify to be termed as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is using new plant and machinery and is in accordance with the definition and also meets the qualifying requirement outlined below:

Topping cycle mode of co-generation – Any facility that uses non-fossil fuel input for the power generation and also utilizes the thermal energy generated for useful heat applications in other industrial activities simultaneously

Provided that for the co-generation facility to qualify under

topping cycle mode, the sum of useful power output and one half the useful thermal output be greater than 45% of the facility's energy consumption, during season.

Explanation- For the purposes of this clause,

(a) 'Useful power output' is the gross electrical output from the generator. There will be an auxiliary consumption in the cogeneration plant itself (e.g. the boiler, feed pump and the FD/ID fans). In order to compute the net power output it would be necessary to subtract the auxiliary consumption from the gross output. For simplicity of calculation, the useful power output is defined as the gross electricity (kWh) output from the generator.

(b) 'Useful Thermal Output' is the useful heat (steam) that is provided to the process by the cogeneration facility.

(c) 'Energy Consumption' of the facility is the useful energy input that is supplied by the fuel (normally bagasse or other such biomass fuel).

(d) 'topping cycle' means a cogeneration process in which thermal energy produces electricity followed by useful heat application in industrial activities.

e) Solar PV and Solar Thermal Power Project – Based on Technologies approved by MNRE.

f) Biomass Gasifier based Power Project – The project shall qualify to be termed as a biomass gasifier based power project, if it is using new plant and machinery and having a Grid connected system that uses 100% producer gas engine, coupled with gasifier technologies approved by MNRE.

g) Biogas based Power Project – The project shall qualify to be termed as a biogas based power project, if it is using new plant and machinery and having grid connected system that uses 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio waste as may be approved by MNRE.

Chapter 1: General Principles

5. Control Period or Review Period

The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of five years, of which the first year shall be the financial year 2012-13.

Provided that the benchmark capital cost for Solar PV and Solar thermal projects may be reviewed annually by the Commission.

Provided further that the biomass price may be reviewed at the end of the third year of the Control Period.

Provided also that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below.

Provided also that the revision in Regulations for next Control Period shall be undertaken at least six months prior to the end of the first Control Period and in case Regulations for the next Control Period are not notified until commencement of next Control Period, the tariff norms as per these Regulations shall continue to remain applicable until notification of the revised Regulations subject to adjustments as per revised Regulations.

6. Tariff Period

- a) The Tariff Period for Renewable Energy power projects except in case of Small hydro projects below 5 MW, Solar PV, Solar thermal, Biomass Gasifier and Biogas based power projects shall be for a minimum period of thirteen (13) years.
-

- b) In case of Small hydro projects below 5 MW, the tariff period shall be thirty five (35) years.
- c) In case of Solar PV and Solar thermal power projects the Tariff Period shall be twenty five years (25) years.
- d) In case of Biomass Gasifier and Biogas based power projects the Tariff Period shall be twenty years (20) years.
- e) Tariff period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the renewable energy generating stations.
- f) Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects, only for the duration of the Tariff Period as stipulated under Regulations 6 (a), (b), (c), (d) and (e).

7. Project Specific tariff

- a) Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:
 - i. Municipal Solid Waste Projects;
 - ii. Solar PV and Solar Thermal Power projects, if a project developer opts for project specific tariff:
Provided that the Commission while determining the project specific tariff for Solar PV and Solar Thermal shall be guided by the provisions of Chapters 7 & 8 of these Regulations.
 - iii. Hybrid Solar Thermal Power plants;
 - iv. Other hybrid projects include renewable-renewable or renewable-conventional sources, for which renewable technology is approved by MNRE;
 - v. Biomass project other than that based on Rankine Cycle technology application with water cooled condenser;
 - vi. Any other new renewable energy technologies approved by MNRE.
 - b) Determination of Project specific Tariff for generation of electricity from
-

such renewable energy sources shall be in accordance with such terms and conditions as stipulated under relevant Orders of the Commission.

Provided that the financial norms as specified under Chapter-2 of these Regulations, except for capital cost, shall be ceiling norms while determining the project specific tariff.

8. Petition and proceedings for determination of tariff

(1) The Commission shall determine the generic tariff on the basis of suo-motu petition at least six months in advance at the beginning of each year of the Control period for renewable energy technologies for which norms have been specified under the Regulations.

(2) Notwithstanding anything contained in these regulations,

a) the generic tariff determined for Solar PV projects based on the capital cost and other norms applicable for any year of the control period shall also apply for such projects during the next year; and

b) the generic tariff determined for Solar thermal projects based on the capital cost and other norms for the any year of the control period shall also apply for such projects during the next two years,

provided that (i) the Power Purchase Agreements in respect of the Solar PV projects and Solar thermal projects as mentioned in this clause are signed on or before last day of the year for which generic tariff is determined and (ii) the entire capacity covered by the Power Purchase Agreements is commissioned on or before 31st March of the next year in respect of Solar PV projects and on or before 31st March of subsequent two years in respect of Solar thermal projects.

(3) A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be determined by Regulations and shall be accompanied by:

- a) Information in forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as the case may be, and as appended in these regulations;
- b) Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan etc.
- c) A Statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined.
- d) A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive.
- e) Any other information that the Commission requires the petitioner to submit.

(4) The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations.

9. Tariff Structure

- (1) The tariff for renewable energy technologies shall be single part tariff consisting of the following fixed cost components:
 - (a) Return on equity;
 - (b) Interest on loan capital;
 - (c) Depreciation,
 - (d) Interest on working capital;
 - (e) Operation and maintenance expenses;
-

Provided that for renewable energy technologies having fuel cost component, like biomass power projects and non-fossil fuel based cogeneration, single part tariff with two components, fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.

10. Tariff Design

- (1) The generic tariff shall be determined on levelled basis for the Tariff Period.

Provided that for renewable energy technologies having single part tariff with two components, tariff shall be determined on levelled basis considering the year of commissioning of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be specified on year of operation basis.

- (2) For the purpose of levelled tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.
- (3) Levellisation shall be carried out for the 'useful life' of the Renewable Energy project while Tariff shall be specified for the period equivalent to 'Tariff Period'.

11. Despatch principles for electricity generated from Renewable Energy Sources:

- (1) All renewable energy power plants, except for biomass power plants with installed capacity of 10 MW and above and non-fossil fuel based cogeneration plants, shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.
-

- (2) The biomass power generating station with an installed capacity of 10 MW and above and non-fossil fuel based co-generation projects shall be subjected to scheduling and despatch code as specified under Indian Electricity Grid Code (IEGC) and Central Electricity Regulatory Commission (Unscheduled Interchange and related matters) Regulations, 2009 including amendments thereto.
 - (3) Wind power generation plants where the sum of generation capacity of such plants connected at the connection point to the transmission or distribution system is 10 MW and above and connection point is 33 KV and above shall be subjected to scheduling and despatch code as specified under Indian Electricity Grid Code (IEGC) -2010, as amended from time to time.
 - (4) Solar generating plants with capacity of 5 MW and above and connected at the connection point of 33 KV level and above shall be subjected to scheduling and despatch code as specified under Indian Electricity Grid Code (IEGC) -2010, as amended from time to time.
-

Chapter 2: Financial Principles

12. Capital Cost

The norms for the Capital cost as specified in the subsequent technology specific chapters shall be inclusive of all capital work including plant and machinery, civil work, erection and commissioning, financing and interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point.

Provided that for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petition in the manner specified under Regulation 8.

13. Debt Equity Ratio

- (1) For generic tariff to be determined based on suo-motu petition, the debt equity ratio shall be 70:30.
- (2) For Project specific tariff, the following provisions shall apply:-

If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan.

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided further that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

14. Loan and Finance Charges

(1) Loan Tenure

For the purpose of determination of tariff, loan tenure of 12 years shall be considered.

(2) Interest Rate

- (a) The loans arrived at in the manner indicated in the Regulation 13 shall be considered as gross normative loan for calculation for interest on loan. The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.
- (b) For the purpose of computation of tariff, the normative interest rate shall be considered as average State Bank of India (SBI) Base rate prevalent during the first six months of the previous year plus 300 basis points.
- (c) Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

15. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission. The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.
 - (2) Depreciation per annum shall be based on 'Differential Depreciation Approach' over loan period beyond loan tenure over useful life computed on
-

'Straight Line Method'. The depreciation rate for the first 12 years of the Tariff Period shall be 5.83% per annum and the remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project from 13th year onwards.

- (3) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation.

Provided that in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

16. Return on Equity

- (1) The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 13
- (2) The normative Return on Equity shall be:
- a) 20% per annum for the first 10 years.
 - b) 24% per annum 11th years onwards.

17. Interest on Working Capital

- (1) The Working Capital requirement in respect of wind energy projects, Small Hydro Power, Solar PV and Solar thermal power projects shall be computed in accordance with the following:

Wind Energy / Small Hydro Power / Solar PV / Solar thermal

- a) Operation & Maintenance expenses for one month;
 - b) Receivables equivalent to 2 (Two) months of energy charges for sale of electricity calculated on the normative CUF;
-

- c) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses
- (2) The Working Capital requirement in respect of biomass power projects and non-fossil fuel based co-generation projects shall be computed in accordance with the following clause :

Biomass, Biogas Power and Non-fossil fuel Co-generation

- a) Fuel costs for four months equivalent to normative PLF;
- b) Operation & Maintenance expense for one month;
- c) Receivables equivalent to 2 (Two) months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
- d) Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses
- (3) Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the average State Bank of India Base Rate prevalent during the first six months of the previous year plus 350 basis points.

18. Operation and Maintenance Expenses

- (1) 'Operation and Maintenance or O&M expenses' shall comprise repair and maintenance(R&M), establishment including employee expenses and administrative & general expenses.
- (2) Operation and maintenance expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.
- (3) Normative O&M expenses allowed during first year of the Control Period (i.e. FY 2012-13) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum over the Tariff Period.
-

19. Rebate.

- (1) For payment of bills of the generating company through letter of credit, a rebate of 2% shall be allowed.
- (2) Where payments are made other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

20. Late payment surcharge.

In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed beyond a period of 60 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

21. Sharing of CDM Benefits

- (1) The proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared between generating company and concerned beneficiaries in the following manner, namely-
 - a) 100% of the gross proceeds on account of CDM benefit to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;
 - b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

22. Subsidy or incentive by the Central / State Government

The Commission shall take into consideration any incentive or subsidy offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company, for the renewable energy power plants while determining the tariff under these Regulations.

Provided that the following principles shall be considered for ascertaining income tax benefit on account of accelerated depreciation, if availed, for the purpose of tariff determination:

- i) Assessment of benefit shall be based on normative capital cost, accelerated depreciation rate as per relevant provisions under Income Tax Act and corporate income tax rate.
- ii) Capitalization of RE projects during second half of the fiscal year. Per unit benefit shall be derived on levelised basis at discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital.

23. Taxes and Duties

Tariff determined under these regulations shall be exclusive of taxes and duties as may be levied by the appropriate Government:

Provided that the taxes and duties levied by the appropriate Government shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

Chapter 3: Technology specific parameters for Wind Energy

24. Capital Cost

- (1) The capital cost for wind energy project shall include Wind turbine generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and IDC.
- (2) The capital cost for wind energy projects shall be ₹ 575 Lakh/MW (FY 2012-13 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 25.

25. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of wind energy projects for adjustments in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery.

$$CC(n) = P\&M(n) * (1 + F_1 + F_2 + F_3)$$

$$P\&M(n) = P\&M(0) * (1 + d(n))$$

$$d(n) = [a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\}] / (a + b)$$

Where,

CC (n) = Capital Cost for nth year

P&M (n) = Plant and Machinery Cost for nth year

P&M (0) = Plant and Machinery Cost for the base year

Note P&M (0) is to be computed by dividing the base capital cost (for the

first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.6), for weightage to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.4), for weightage to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.08)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.07)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.10)

26. Capacity Utilisation Factor (CUF)

(1) CUF norms for this control period shall be as follows:

Annual Mean Wind Power Density (W/m^2)	CUF
Upto 200	20%
201-250	22%
251-300	25%
301-400	30%
> 400	32%

- (2) The annual mean wind power density specified in sub-regulation (1) above shall be measured at 80 meter hub-height.
- (3) For the purpose of classification of wind energy project into particular wind zone class, as per MNRE guidelines for wind measurement, wind mast either put-up by C-WET or a private developer and validated by C-WET would be normally extended 10 km from the mast-point to all directions for uniform terrain and limited to appropriate distant in complex terrain with regard to complexity of the site. Based on such validation by C-WET, State Nodal Agency should certify zoning of the proposed wind farm complex.

27. Operation and Maintenance (O & M) Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control Period (i.e. FY 2012-13) shall be ₹ 9 Lakh per MW.
 - (2) Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum over the tariff period to compute the levellised tariff.
-

Chapter 4: Technology specific parameters for Small Hydro Project

28. Capital Cost

(1) The normative capital cost for small hydro projects during first year of Control Period (FY 2012-13) shall be as follows:

Region	Project Size	Capital Cost (₹ Lakh/ MW)
Himanchal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States	Below 5 MW	770
	5 MW to 25 MW	700
Other States	Below 5 MW	600
	5 MW to 25 MW	550

(2) The capital cost for subsequent years shall be determined on the basis of indexation formula as outlined under Regulation 29.

29. Capital Cost Indexation Mechanism

(1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of small hydro power projects for adjustments in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery.

$$CC(n) = P\&M(n) * (1+F_1+F_2+F_3) \quad P\&M(n) = P\&M(0) * (1+d(n))$$

$$d(n) = [a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\}] / (a+b) \text{ Where,}$$

CC (n) = Capital Cost for nth year

P&M (n) = Plant and Machinery Cost for nth year

P&M (0) = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. P&M (0) is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$

Small Hydro Project	Base Capital Cost (₹ Lakh/MW)	Factor $(1+F_1+F_2+F_3)$	P&M (0) (₹ Lakh/MW)
SHP (< 5 MW) (HP, Uttarakhand, NE states)	770	1.40	550
SHP (5 - 25 MW) (HP, Uttarakhand, NE states)	700	1.40	500
SHP (< 5 MW) (other states)	600	1.40	429
SHP (5 - 25 MW) (other states)	550	1.40	393

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year

(n-1) of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.6), for weightage to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.4), for weightage to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Work (0.16)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.10)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

30. Capacity Utilisation Factor

Capacity Utilisation factor for the small hydro projects located in Himachal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States shall be 45% and for other States, CUF shall be 30%.

Explanation: For the purpose of this Regulation normative CUF is net of free power to the home state if any, and any quantum of free power if committed by the developer over and above the normative CUF shall not be factored into the tariff.

31. Auxiliary Consumption.

Normative Auxiliary Consumption for the small hydro projects shall be 1.0%.

32. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative Operation and Maintenance (O&M) expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2012-13 shall be as follows.

Region	Project Size	O&M Expenses (₹ Lakh/ MW)
Himachal Pradesh, Uttarakhand and North Eastern States	Below 5 MW	25
	5 MW to 25 MW	18
Other States	Below 5 MW	20
	5 MW to 25 MW	14

- (2) Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum for the Tariff Period for the purpose of determination of levellised tariff.

Chapter 5: Technology specific parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology

33. Technology Aspect

The norms for tariff determination specified hereunder are for biomass power projects based on Rankine cycle technology application using water cooled condenser.

34. Capital Cost

The normative capital cost for the biomass power projects based on Rankine cycle shall be ₹ 445 Lakh/MW (FY 2012-13 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 35.

35. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of biomass power projects for adjustment in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC(n) = P\&M(n) * (1 + F_1 + F_2 + F_3) \quad P\&M(n) = P\&M(0) * (1 + d(n))$$

$$d(n) = [a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\}] / (a + b)$$

Where,

CC (n) = Capital Cost for nth year

P&M (n) = Plant and Machinery Cost for nth year

$P\&M(0)$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note. $P\&M(0)$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

36. Plant Load Factor

(1) Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be:

a) During Stabilisation : 60%

b) During the remaining period of the first year (after stabilization) : 70%

c) From 2nd Year onwards : 80%

- (2) The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commissioning of the project.

37. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 10% for the determination of tariff.

38. Station Heat Rate

The Station Heat Rate for biomass power projects shall be 4000 kCal/ kWh

39. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2012-13) shall be ₹ 24 Lakh per MW.

- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2012-13) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

40. Fuel Mix

- (1) The biomass power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.
- (2) The Biomass Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements.
-

41. Use of Fossil Fuel

The use of fossil fuels shall be limited to the extent of 15% of total fuel consumption on annual basis.

42. Monitoring Mechanism for the use of fossil fuel

- (1) The Project developer shall furnish to the State Nodal Agency, a monthly fuel usage statement and monthly fuel procurement statement duly certified by Chartered Accountant to the beneficiary (with a copy to appropriate agency appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill. The statement shall cover details such as -
 - a) Quantity of fuel (in tonne) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) consumed and procured during the month for power generation purposes,
 - b) Cumulative quantity (in tonne) of each fuel type consumed and procured till the end of that month during the year,
 - c) Actual (gross and net) energy generation (denominated in units) during the month,
 - d) Cumulative actual (gross and net) energy generation (denominated in units) until the end of that month during the year,
 - e) Opening fuel stock quantity (in tonne),
 - f) Receipt of fuel quantity (in tonne) at the power plant site and
 - g) Closing fuel stock quantity (in tonne) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) available at the power plant site.
 - (2) Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the project developer, during any financial year, shall result in withdrawal of applicability of tariff as per these Regulations for such biomass based power project.
-

43. Calorific Value

The Calorific Value of the biomass fuel used for the purpose of determination of tariff shall be at 3300 kCal/kWh.

44. Fuel Cost

Biomass fuel price during first year of the Control Period (i.e. FY 2012-13) shall be as specified in the table below and shall be linked to index formulae as specified under Regulation 45. Alternatively, for each subsequent year of the Tariff Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the biomass project developer.

State	Biomass Price ₹ / tonne
Andhra	2315
Haryana	2635
Maharashtra	2695
Punjab	2756
Rajasthan	2300
Tamil Nadu	2277
UP	2355
Other States	2476

45. Fuel Price Indexation Mechanism

- (1) In case of biomass power projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff, in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P(n) = P(n-1) * \{a * (WPI(n)/WPI(n-1)) + b * (1+IRC)(n-1) + c * (Pd(n)/Pd(n-1))\}$$

Where,

$P(n)$ = Price per tonne of biomass for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P(n-1)$ = Price per tonne of biomass for the $(n-1)^{th}$ year to be considered for tariff determination. P_1 shall be Biomass price for FY 2012-13 as specified under Regulation 44.

a = Factor representing fuel handling cost

b = Factor representing fuel cost

c = Factor representing transportation cost

$IRC(n-1)$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for $(n-1)^{th}$ year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per Competitive Bidding Guidelines

Pd_n = Weighted average price of HSD for n^{th} year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for $(n-1)^{th}$ year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of n^{th} year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of $(n-1)^{th}$ year.

Where a , b & c will be specified by the Commission from time to time. In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the n^{th} year shall be determined as under:

i.e. $VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$ or $VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)}$ (optional)

Where,

VC₁ represents the Variable Charge based on Biomass Price P₁ for FY

2012-13 as specified under Regulation 44 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)} \times 1 \times P_1}{\text{Gross Calorific Value (GCV) (1 - Aux Cons. Factor)} \times 1000}$$

(3) The biomass base price shall be revised at the end of third year of the control period and same shall also be applicable to project commissioned under this Control Period.

**Chapter 6: Technology specific parameters for Non-fossil fuel based
Cogeneration Projects**

46. Technology Aspect

A project shall qualify as a non-fossil fuel based Co-generation project, if it is in accordance with the eligibility criteria as specified under Regulation 4(d).

47. Capital Cost

The normative capital cost for the non-fossil fuel based cogeneration projects shall be ₹ 420 Lakh/MW for the first year of Control Period (i.e. FY 2012-13), and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 48.

48. Capital Cost Indexation Mechanism

The following indexation mechanism shall be applicable in case of non-fossil fuel based cogeneration projects for adjustments in capital cost with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC(n) = P\&M(n) * (1 + F_1 + F_2 + F_3) \quad P\&M(n) = P\&M(0) * (1 + d(n))$$

$$d(n) = [a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\}] / (a + b)$$

Where,

CC (n) = Capital Cost for nth year

P&M (n) = Plant and Machinery Cost for nth year

P&M (0) = Plant and Machinery Cost for the base year

Note: P&M (0) is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for fiscal year (n-1) of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Work (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

49. Plant Load Factor

- (1) For the purpose of determining fixed charge, the plant load factor for non- fossil fuel based cogeneration projects shall be computed on the basis of plant availability for number of operating days considering operations during crushing season and off-season as specified under clause (2) below and load factor of 92%

(2) The number of operating days for different States shall be as follows:

State	Operating Days	Plant Load Factor (%)
Uttar Pradesh and Andhra Pradesh	120 days (crushing) + 60 days (off-season) = 180 days operating days	45%
Tamil Nadu and Maharashtra	180 days (crushing) + 60 days (off-season) = 240 days operating days	60%
Other States	150 days (crushing) + 60 days (off-season) = 210 days operating days	53%

50. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 8.5% for the computation of tariff.

51. Station Heat Rate

The Station Heat Rate of 3600 kCal/kWh for power generation component alone shall be considered for computation of tariff for non-fossil fuel based Cogeneration projects.

52. Calorific Value

The Gross Calorific Value for Bagasse shall be considered as 2250 kCal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, calorific value as specified under Regulation 43 shall be applicable.

53. Fuel Cost

- (1) The price of Bagasse shall be as specified in the table below and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 54. Alternatively, for each subsequent year of the Control Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the project developer.

State	Bagasse Price (₹ / tonne)
Andhra Pradesh	1307
Haryana	1859
Maharashtra	1832
Punjab	1636
Tamilnadu	1408
Uttar Pradesh	1458
Other States	1583

- (2) For use of biomass other than bagasse in co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 44 shall be applicable.

54. Fuel Price Indexation Mechanism

- (1) In case of non-fossil fuel based cogeneration projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff, in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P(n) = P(n-1) * \{a * (WPI(n)/WPI(n-1)) + b * (1+IRC)(n-1) + c * (Pd(n)/Pd(n-1))\}$$

Where,

$P(n)$ = Price per tonne of Bagasse for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P(n-1)$ = Price per tonne of Bagasse for the $(n-1)^{th}$ year to be considered for tariff determination. P_1 shall be Biomass price for FY 2012-13 as specified under Regulation 53.

a = Factor representing fuel handling cost

b = Factor representing fuel cost

c = Factor representing transportation cost

$IRC(n-1)$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for $(n-1)^{th}$ year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per Competitive Bidding Guidelines

Pd_n = Weighted average price of HSD for n^{th} year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for $(n-1)^{th}$ year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of n^{th} year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of $(n-1)^{th}$ year.

Where a , b & c will be specified by the Commission from time to time.

In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the n^{th} year shall be determined as under:

i.e. $VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$ or $VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)}$ (optional)

Where,

VC₁ represents the Variable Charge based on bagasse Price P₁ for FY 2012-13 as specified under Regulation 53 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Cons. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

55. Operation and Maintenance Expenses

- (1) Normative O&M expenses during first year of the Control period (i.e. FY 2012-13) shall be ₹ 16 Lakh per MW.
 - (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2012-13) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.
-

Chapter 7: Technology specific parameters for Solar PV Power Project

56. Technology Aspects

- (1) Norms for Solar Photovoltaic (PV) power under these Regulations shall be applicable for grid connected PV systems that directly convert solar energy into electricity and are based on the technologies such as crystalline silicon or thin film etc. as may be approved by MNRE.

57. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for setting up Solar Photovoltaic Power Project shall be ₹ 1000Lakh/MW for FY 2012-13.

Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

58. Capacity Utilisation Factor

- (1) The Capacity utilisation factor for Solar PV project shall be 19%.

Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

59. Operation and Maintenance Expenses

- (1) The O&M Expenses shall be ₹ 11 Lakh/MW for the 1st year of operation.

- (2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.
-

Chapter 8: Technology specific parameters for Solar Thermal Power Project**60. Technology Aspects**

- (1) Norms for Solar thermal power under these Regulations shall be applicable for Concentrated solar power (CSP) technologies viz. line focusing or point focusing, as may be approved by MNRE, and uses direct sunlight, concentrating it several times to reach higher energy densities and thus higher temperatures whereby the heat generated is used to operate a conventional power cycle to generate electricity.

61. Capital Cost

- (1) The normative capital cost for setting up Solar Thermal Power Project shall be ₹ 1300 Lakh/MW for FY 2012-13.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

62. Capacity Utilisation Factor (CUF)

- (1) The Capacity Utilisation Factor shall be 23%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

63. Operation and Maintenance Expenses

- (1) The O&M Expenses shall be ₹ 15 Lakh/MW for 1st year operation.
- (2) Normative Operation and Maintenance Expenses allowed at the commencement of the Control Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

64. Auxiliary Consumption

- (1) The auxiliary consumption factor shall be 10%.

Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 9: Technology specific parameters for Biomass Gasifier Power Projects

65. Technology Aspect

The norms for tariff determination specified hereunder are for biomass gasifier power projects based.

66. Capital Cost

The normative capital cost for the biomass gasifier power projects based on Rankine cycle shall be ₹ 550 Lakh/MW (FY 2012-13 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 67. After taking into account of capital subsidy net project cost shall be ₹ 400 Lakh/MW for FY 2012-13.

67. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of biomass gasifier power projects for adjustment in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC(n) = P\&M(n) * (1 + F_1 + F_2 + F_3) \quad P\&M(n) = P\&M(0) * (1 + d(n))$$

$$d(n) = \{a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\} / (a + b)$$

Where,

CC (n) = Capital Cost for nth year

P&M (n) = Plant and Machinery Cost for nth year

P&M (0) = Plant and Machinery Cost for the base year

Note: P&M (0) is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1 + F_1 + F_2 + F_3)$

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year (n-1) of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time, (In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,

(In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

68. Plant Load Factor

Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be 85%.

69. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 10% for the determination of tariff.

70. Specific fuel consumption

Normative specific fuel consumption shall be 1.25 kg per kWh.

71. Operation and Maintenance Expenses

(1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2012-13 shall be ₹ 40 Lakh per MW.

(2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2012-13) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

72. Fuel Mix

(1) The Biomass Gasifier based power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.

(2) The Biomass Gasifier based Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements

73. Fuel Cost

Biomass fuel price during first year of the Control Period (i.e. FY 2012-13) shall be as per Regulation 44 and shall be linked to indexation formula as specified under Regulation 74. Alternatively, for each subsequent year of the Tariff Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the Biomass Gasifier project developer.

74. Fuel Price Indexation Mechanism

- (1) In case of Biomass Gasifier power projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff, in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P(n) = P(n-1) * \{a * (WPI(n)/WPI(n-1)) + b * (1+IRC)(n-1) + c * (Pd(n)/Pd(n-1))\}$$

Where,

$P(n)$ = Price per tonne of biomass for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P(n-1)$ = Price per tonne of biomass for the $(n-1)^{th}$ year to be considered for tariff determination. P_1 shall be Biomass price for FY 2012-13 as specified under Regulation 44.

a = Factor representing fuel handling cost

b = Factor representing fuel cost

c = Factor representing transportation cost

$IRC(n-1)$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for $(n-1)^{th}$ year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per competitive Bidding Guidelines.

Pd_n = Weighted average price of HSD for n^{th} year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for $(n-1)^{th}$ year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of n^{th} year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of $(n-1)^{th}$ year.

Where a, b & c will be specified by the Commission from time to time. In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the nth year shall be determined as under:

i.e. $VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1)$ or $VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)}$ (optional)

Where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for FY 2012-13 as specified under Regulation 44 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Cons. Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

(3) The biomass base price shall be revised at the end of the control period for the next Control Period and same shall also be applicable to project commissioned under this Control Period.

Chapter 10: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects

75. Technology Aspect

The norms for tariff determination specified hereunder are for grid connected biogas based power projects that uses 100% Biogas fired engine, coupled with Biogas technology for co-digesting agriculture residues, manure and other bio waste as may be approved by MNRE.

76 Capital Cost

The normative capital cost for the biogas based power shall be ₹ 1100 Lakh/MW (FY 2012-13 during first year of Control Period) and shall be linked to indexation formula as outlined under Regulation 77. After taking into account of capital subsidy net project cost shall be ₹ 800Lakh/MW for FY 2012-13.

77. Capital Cost Indexation Mechanism

- (1) The following indexation mechanism shall be applicable in case of biogas based power projects for adjustment in capital cost over the Control Period with the changes in Wholesale Price Index for Steel and Electrical Machinery,

$$CC(n) = P\&M(n) * (1+F_1+F_2+F_3) \quad P\&M(n) = P\&M(0) * (1+d(n))$$

$$d(n) = [a * \{(SI(n-1)/SI(0)) - 1\} + b * \{(EI(n-1)/EI(0)) - 1\}] / (a+b)$$

Where,

CC (n) = Capital Cost for nth year

$P\&M(n)$ = Plant and Machinery Cost for n^{th} year

$P\&M(0)$ = Plant and Machinery Cost for the base year

Note $P\&M(0)$ is to be computed by dividing the base capital cost (for the first year of the control period) by $(1+F_1+F_2+F_3)$

$d(n)$ = Capital Cost escalation factor for year (n) of Control Period

$SI(n-1)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year $(n-1)$ of the Control Period

$SI(0)$ = Average WPI Steel Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

$EI(n-1)$ = Average WPI Electrical Machinery Index prevalent for calendar year $(n-1)$ of the Control Period

$EI(0)$ = Average WPI Electrical and Machinery Index prevalent for calendar year (0) at the beginning of the Control Period i.e. April 2011 to March 2012

a = Constant to be determined by Commission from time to time,

(In default it is 0.7), for weightages to Steel Index

b = Constant to be determined by Commission from time to time,

(In default it is 0.3), for weightages to Electrical Machinery Index

F_1 = Factor for Land and Civil Works (0.10)

F_2 = Factor for Erection and Commissioning (0.09)

F_3 = Factor for IDC and Financing Cost (0.14)

78 Plant Load Factor

Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be 90%

323 GI/12-14

79. Auxiliary Consumption

The auxiliary power consumption factor shall be 12% for the determination of tariff.

80. Operation and Maintenance Expenses

(1) Normative O&M expenses for the first year of the Control period (i.e. FY 2012-13) shall be ₹ 40 Lakh per MW.

(2) Normative O&M expenses allowed at the commencement of the Control Period (i.e. FY 2012-13) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.72% per annum.

81. Specific Fuel Consumption

Normative specific fuel consumption shall be 3 kg of substrate mix per kWh.

82. Fuel Cost (Feed stock Price)

Feed stock price during first year of the Control Period (i.e. FY 2012-13) shall be ₹ 990/MT for FY 2012-13 (net of any cost recovery from digester effluent).

83. Fuel Price Indexation Mechanism

(1) In case of biomass power projects, the following indexing mechanism for adjustment of fuel prices for each year of operation will be applicable for determination of applicable variable charge component of tariff; in case developer wishes to opt for indexing mechanism:

$$P(n) = P(n-1) * \{a * (WPI(n)/WPI(n-1)) + b * (1+IRC)(n-1) + c * (Pd(n)/Pd(n-1))\}$$

Where,

$P(n)$ = Price per tonne of biomass for the n^{th} year to be considered for tariff determination

$P(n-1)$ = Price per tonne of biomass for the $(n-1)^{th}$ year to be considered for tariff determination.

P_1 shall be Feed stock price for FY 2012-13 as specified under Regulation 82

- a = Factor representing fuel handling cost
- b = Factor representing fuel cost
- c = Factor representing transportation cost

$IRC(n-1)$ = Average Annual Inflation Rate for indexed energy charge component in case of captive coal mine source (in %) to be applicable for $(n-1)^{th}$ year, as may be specified by CERC for 'Payment purpose' as per

Competitive Bidding Guidelines

Pd_n = Weighted average price of HSD for n^{th} year.

Pd_{n-1} = Weighted average price of HSD for $(n-1)^{th}$ year.

WPI_n = Whole sale price index for the month of April of n^{th} year

WPI_{n-1} = Wholesale price index for month of April of $(n-1)^{th}$ year.

Where a, b & c will be specified by the Commission from time to time. In default, these factors shall be 0.2, 0.6 & 0.2 respectively.

(2) Variable Charge for the nth year shall be determined as under:

$$\text{i.e. } VC_n = VC_1 \times (P_n / P_1) \text{ or } VC_n = VC_1 \times (1.05)^{(n-1)} \text{ (optional)}$$

where,

VC_1 represents the Variable Charge based on Biomass Price P_1 for FY 2012-13 as specified under Regulation 44 and shall be determined as under:

$$VC_1 = \frac{\text{Station Heat Rate (SHR)}}{\text{Gross Calorific Value (GCV)}} \times \frac{1}{(1 - \text{Aux Cons Factor})} \times \frac{P_1}{1000}$$

(3) The biomass base price shall be revised at the end of third year of the control period and same shall also be applicable to project commissioned under this Control Period.

Chapter 11: Miscellaneous**84. Deviation from norms**

Tariff for sale of electricity generated from a generating station based on renewable energy sources, may also be agreed between a generating company and a licensee, in deviation from the norms specified in these regulations subject to the conditions that the levellised tariff over the useful life of the project on the basis of the norms in deviation does not exceed the levellised tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations.

85. Power to Relax

The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

RAJIV BANSAL, Secy

[ADVT. III/4/150/11-Exty.]

Form-1.1: Form Template for (Wind Power or Small Hydro Project or Solar PV/Solar thermal)

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter values
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Capacity Utilization Factor Commercial Operation Date Useful Life	MW % mm/yyyy Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital subsidy, if any Net Capital Cost	Rs Lakh/MW Rs Lakh Rs Lakh Rs Lakh	
3	Financial Assumptions	Debt: Equity Debt component Equity component Depreciation Incentives	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount Loan Amount Moratorium Period Repayment Period (in 1st Moratorium) Interest Rate Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate Depreciation Rate for first 12 years Depreciation Rate: 13th year onwards Generation Based Incentives, if any Period for GBI	Years % % Rs Lacs Rs Lacs Rs Lacs years years % Rs Lacs % p.a. % p.a. % % % Rs L. p.a. Years	
4	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs Lakh/MW Rs Lakh %	
5	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Interest on Working Capital	(% of O&M expenses)	Months % Months % p.a.	

[illegible]

Form-2.1: Form Template for (Biomass Power or Non-fossil fuel based Cogen) : Parameter Assumptions

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter values
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity Auxiliary Consumption factor PLF (during stabilisation upto 6 months) PLF (during 1st yr after stabilisation) PLF (2nd yr onwards) Commercial Operation Date Useful Life	MW % % % % mm/yyyy Years	
2	Project Cost	Capital Cost/MW	Normative Capital Cost Capital Cost Capital subsidy, if any Net Capital Cost	Rs Lakh/MW Rs Lakh Rs Lakh Rs Lakh	
3	Financial Assumptions	Debt, Equity	Tariff Period Debt Equity Total Debt Amount Total Equity Amount	Years % % Rs Lacs Rs Lacs	
		Debt component	Loan Amount Moratorium Period Repayment Period (incl. Moratorium) Interest Rate	Rs Lacs years years %	
		Equity component	Equity amount Return on Equity for first 10 years Return on Equity 11th year onwards Discount Rate	Rs Lacs % p.a. % p.a. %	
		Depreciation	Depreciation Rate for first 12 years Depreciation Rate 13th year onwards	% %	
		Incentives	Generation Based Incentives, if any Period for GBI	Rs L p.a. Years	
4	Operation & Maintenance	Normative O&M expense O&M expense per annum Escalation factor for O&M expense		Rs Lakh/MW Rs Lakh %	
5	Working Capital	O&M expense Maintenance Spare Receivables Biomass stock Interest on Working Capital	(% of O&M expenses)	Months % Months Months % p.a.	
6	Fuel related assumptions	Station Heat Rate Fuel types & mix	During stabilisation post stabilisation Biomass fuel type -1 Biomass fuel type -2 fossil Fuel (coal) GCV of Biomass fuel type -1 GCV of Biomass fuel type -2 GCV of fossil Fuel (coal) Biomass Price (fuel type -1) yr 1 Biomass Price (fuel type -2) yr 1 Fossil fuel price (coal) yr 1 Fuel price escalation factor	kcal/kWh kcal/kWh % % % kCal/kg kCal/kg kCal/kg Rs/MT Rs/MT Rs/MT Rs/MT % p.a.	

[illegible]